



M 2015

OTIMIZAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES

JOÃO MIGUEL LIMA RAINHO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA
À FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO EM
ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

A Dissertação intitulada

“Otimização de Estratégias de Investimentos em Redes Inteligentes”

foi aprovada em provas realizadas em

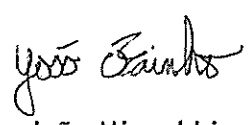
o júri


Presidente **Professor Doutor Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa**
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto


Professor Doutor Custódio João Pais Dias
Professor Coordenador do Departamento de Engenharia Electrotécnica do Instituto
Superior de Engenharia do Porto


Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.


Autor - João Miguel Lima Rainho

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Uma *smart grid* é uma rede elétrica que usa Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) para reunir e agir conforme as informações que recebe, tais como dados sobre o comportamento dos fornecedores e consumidores, de uma forma automatizada para melhorar a eficiência, fiabilidade, economia e sustentabilidade da produção e distribuição da eletricidade. O *roll-out*¹ da tecnologia *smart grid* implica também uma “reengenharia” fundamental da indústria de serviços elétricos, embora o típico uso do termo está fixado na infraestrutura técnica.

Um dos objetivos principais desta dissertação é simular o impacto das *Smart Grids* em redes de energia elétrica, tais como os efeitos decorrentes da aplicação de DSM, do carregamento de veículos elétricos e dos sistemas de armazenamento.

A literatura científica mostra que muitas das aplicações permitidas pelas *Smart Grids* têm efeitos visíveis na forma do diagrama de carga, tornando-o mais plano. Como resultado deste aplanamento, é relativamente comum que as conclusões destes estudos salientem a possibilidade de adiar investimentos no reforço das redes. O segundo principal objetivo deste trabalho consiste em analisar se o adiamento de investimentos constitui por si só uma vantagem inequívoca. Para este efeito serão simulados diferentes casos em ambiente *smart grid*, com diferentes critérios de reforço de redes, no sentido de contribuir para a identificação das estratégias mais adequadas. Os resultados da análise a longo prazo mostram que nem sempre o adiamento de investimentos é a estratégia mais económica.

¹ A União Europeia pretende substituir, pelo menos, 80% dos contadores de eletricidade por contadores inteligentes até 2020, onde seja rentável fazê-lo.

Abstract

A Smart Grid is an electrical grid that uses Information and Communications Technology (ICT) to gather and act on information, such as data about the behaviors of suppliers and consumers, in an automated fashion to improve the efficiency, reliability, economics, and sustainability of the production and distribution of electricity. The roll-out of smart grid technology also implies a fundamental re-engineering of the electricity services industry, although typical usage of the term is focused on the technical infrastructure.

A major goal of this work is to simulate the impact of smart grids on energy networks, such as the arising effects from the application of DSM, electric vehicles charging and storage systems.

The scientific literature indicates that many of the applications allowed by smart grids have visible effects on the load diagram form, making it flatter. As a result of this flattening, it is relatively common that the conclusions of these studies highlight the possibility of postponing investments in the network reinforcement. The second aim of this paper is to examine whether the postponement of investments itself is a clear advantage. For this purpose, different cases will be simulated in a smart grid environment, with different network reinforcement criteria in order to help identify the most appropriate strategies. The long-term test results show that, not always, the postponement of investments is the most economic strategy.

Agradecimentos

A elaboração desta dissertação é uma das fases da nossa vida que pode definir o nosso futuro. No fundo, este “pequeno” percurso de seis meses estará sempre associado a uma fase da própria vida, ao amadurecimento enquanto estudante. Desta forma torna-se imprescindível enaltecer todos os que de alguma forma, direta ou indiretamente, contribuíram para esta fase da minha vida.

Ao meu orientador, Professor Doutor José Nuno Fidalgo, um dos grandes impulsionadores deste tema e uma referência no meu percurso académico, cuja clarificação, objetividade, presença e paciência (principalmente), estiveram presentes em todas as fases do trabalho. Pela sua disponibilidade e ajuda, deixo aqui a minha sincera homenagem.

Ao meu amigo Pedro Macedo, pela troca de ideias, pelos incentivos, pela ajuda na estética deste documento e principalmente pela amizade que mantemos já durante uns longos anos.

Aos meus amigos Hélder Pedrosa, José Trindade, Jorge Claro, Pedro Peixoto, Pedro Cadavez, Sérgio Conceição por terem a paciência para me aturar durante os maus momentos destes seis meses, assim como pelos momentos de pura felicidade que me proporcionaram. Ficar-vos-ei eternamente grato e espero que estes bons momentos se prolonguem por muitos mais anos.

Ao meu grande amigo João Sampaio, companheiro finalista, pela ajuda incansável na batalha da formatação do documento, e por toda a sabedoria que me transmitiu, estou-lhe profundamente grato.

Aos meus amigos André Silva, Ângelo Passos, Daniela Palhares, Gonçalo Silva, Nuno Freitas e Rui Carvalho, futuros engenheiros eletrotécnicos assim como eu, pelos anos de convivência, pelo incentivo e motivação, pela ajuda que me deram, o meu obrigado.

Aos meus amigos que já terminaram e já se encontram no mundo do trabalho, obrigado por todos os momentos que passámos juntos e que a nossa amizade se mantenha por longos anos.

À minha família, por serem o meu Atlas, por me ajudarem a ser o homenzinho que sou agora, pelos exemplos de bondade e maturidade, pelo apoio e preocupação que sempre tiveram comigo. Obrigado mesmo por tudo, espero conseguir retribuir todo o esforço e dedicação que tiveram por mim.

*“Modelar uma estátua e dar-lhe vida é belo;
Modelar uma inteligência e dar-lhe verdade é sublime.”*

Victor Hugo

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	v
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Motivações e Objetivos	1
1.2 - Enquadramento Histórico	3
1.3 - Estrutura do Documento	4
Capítulo 2	7
Smart Grids (Redes Inteligentes).....	7
2.1 - <i>Demand-Side Management</i> (DSM).....	8
2.1.1- Efeito das ações de DSM nas <i>Smart Grids</i>	9
2.2 - Veículos Elétricos (VE).....	10
2.2.1- Tipos de Carregamento de VE	10
2.3 - Microgeração (MG)	13
Capítulo 3	15
Metodologia	15
3.1 - Simulações	16
3.1.1- Caracterização da Rede de Distribuição	16
3.1.2- Impacto dos diferentes tipos de carregamento de veículos elétricos	20
3.1.3- Efeitos das ações DSM (<i>Demand-Side Management</i>)	24
3.1.4- Impacto da implementação de tecnologias de armazenamento.....	29
3.1.5- Generalização	34
3.1.6- Horizonte de estudo - 30 anos	35
3.1.7- Reforço	39

3.2 - Valor Atual Líquido (VAL)	41
Capítulo 4	43
Resultados	43
4.1 - Resultados detalhados.....	45
4.2 - Sumário	48
Capítulo 5	55
Conclusão e Desenvolvimentos Futuros	55
5.1 - Conclusões Finais	55
5.2 - Propostas para Desenvolvimentos Futuros	56

Lista de figuras

Figura 2.1 - Possíveis planos de carregamento de VE	12
Figura 3.1 - Esquema unifilar da rede.....	18
Figura 3.2 - Diagrama agregado de todos os tipos de consumidores.....	19
Figura 3.3 - Diagrama de Carga para este caso de estudo.....	19
Figura 3.4 - Diagrama da Geração Distribuída (Solar PV)	20
Figura 3.5 - Fluxograma para simular o impacto da integração dos VE na rede	21
Figura 3.6 - Impacto de 2000 VE's no diagrama de carga	22
Figura 3.7 - Pico de carga para as 3 estratégias de carregamento de 2000 VE's	23
Figura 3.8 - Fluxograma para simular o DSM	26
Figura 3.9 - Diagrama de carga com a aplicação de medidas de DSM	27
Figura 3.10 - Valores da carga durante o período de corte para diferentes valores percentuais de DSM	28
Figura 3.11 - Valores das perdas durante o período de corte para diferentes valores percentuais de DSM	28
Figura 3.12 - Energia injetada ou recebida pelo sistema de armazenamento de energia	30
Figura 3.13 - Fluxograma da simulação dos efeitos dos sistemas de armazenamento de energia	32
Figura 3.14 - Efeito dos sistemas de armazenamento de energia no diagrama de carga	33
Figura 3.15 - Pico de carga para as diferentes capacidades de sistemas de armazenamento de energia	34
Figura 3.16 - Consumo total de eletricidade em Portugal (Fontes de dados: DGEG/MAOTE) ..	37
Figura 3.17 - Evolução da integração de VE ao longo de 30 anos	38
Figura 3.18 - Fluxograma do Reforço.....	40
Figura 4.1 - Evolução da energia deslocada anualmente, durante 30 anos	45
Figura 4.2 - VAL das linhas MT.....	49
Figura 4.3 - VAL dos transformadores AT/MT.....	49
Figura 4.4 - VAL dos Transformadores MT/BT	49

Figura 4.5 - Comparação do VAL total (k€) de cada componente consoante o critério de reforço	50
Figura 4.6 - Comparação do VAL total (k€) das perdas consoante o critério de reforço	50
Figura 4.7 - Comparação do VAL total (k€) consoante o critério de reforço	51
Figura 4.8 - Comparação do VAL total consoante o critério de reforço para uma taxa de crescimento de 2%	51
Figura 4.9 - Comparação do VAL total consoante o critério de reforço para uma taxa de crescimento de 3%	52
Figura 4.10 - Comparação do VAL total consoante o critério de reforço para uma taxa de atualização de 5%	53
Figura 4.11 - Comparação do VAL consoante o critério de reforço para uma taxa de atualização de 10%	53
Figura 4.12 - Comparação do VAL total consoante o critério de reforço usando os preços de energia de Portugal	54
Figura 4.13 - Comparação do VAL total consoante o critério de reforço usando os preços de energia de Itália	54

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Consumo médio diário	17
Tabela 3.2 - Consumidores de eletricidade: total e por tipo de consumo (TWh) (Fontes de dados: DGEG/MAOTE)	36
Tabela 3.3 - Evolução do consumo total e respetiva taxa de crescimento	37
Tabela 4.1 - Parâmetros gerais da simulação	43
Tabela 4.2 - Energia deslocada anualmente, durante 30 anos	44
Tabela 4.3 - Investimento acumulado de cada componente para 30 anos	45
Tabela 4.4 - Perdas e custo da soma das perdas dos componentes para 30 anos	46
Tabela 4.5 - VAL dos componentes e das perdas totais da rede	47
Tabela 4.6 - VAL total de cada componente, das perdas e da rede consoante o critério de reforço (k€).....	50

Abreviaturas e Símbolos

AT	Alta Tensão
BEV	<i>Battery-Electric Vehicles</i>
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
CitInES	<i>City and Industry Energy Strategy</i>
CO ₂	Dióxido de Carbono
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DSM	<i>Demand-Side Management</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INESC-TEC	Instituto de Engenharia de Sistemas e de Computadores - Tecnologia e Ciência
IP	Iluminação Pública
MAOTE	Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia
MG	Microgeração
MT	Média Tensão
ORD	Operador da Rede de Distribuição
PFST	<i>Power Flow Simulation Tool</i>
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
SEE	Sistema Elétrica de Energia
SOC	<i>State Of Charge</i>
TIC	Tecnologias de Informação e Comunicação
VAL	Valor Atual Líquido
VE	Veículo Elétrico
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
GW	Unidade de Energia: giga watt
kV	Unidade de Tensão: quilovolt
kWh	Unidade de Energia: quilo watt-hora
€	Unidade Monetária: mil euros
MW	Unidade de Energia: mega watt
TWh	Unidade de Energia: tera watt-hora

Capítulo 1

Introdução

O trabalho descrito neste documento foi desenvolvido no âmbito da disciplina Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Neste documento far-se-á uma análise de diversas aplicações de Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) no Sistema de Energia Elétrico (SEE). As TIC permitem ou potenciam serviços tais como *Demand-Side Management* (DSM), diferentes tipos de carregamento de Veículos Elétricos (VE), operação das redes de distribuição em tempo real e gestão do sistema de armazenamento. Este estudo pretende avaliar os impactos destas aplicações no SEE. A análise para cada tipo de medida leva em conta os impactos técnicos, restrições e ações, a fim de caracterizar cada aplicação. Numa segunda fase do trabalho será feita uma análise a longo prazo do impacto das políticas de reforço da rede como meio de identificação das estratégias de investimento mais económicas.

Neste capítulo será feita uma introdução ao tema proposto para dissertação e serão definidos os conceitos gerais abrangidos pelo tema. Falar-se-á, também, sobre as motivações que originaram o desenvolvimento desta simulação e será feito um enquadramento histórico, seguidamente serão expostos os objetivos propostos. No final, será apresentada a estrutura da dissertação.

1.1 - Motivações e Objetivos

Na Europa, EUA e, em geral, em todos os países desenvolvidos, têm sido aplicados vastos recursos no sentido de implementar *Smart Grids* de forma a combater a preocupação mundial com o ambiente. Existem muitos motivos que levaram a este desenvolvimento, entre eles, a

integração de fontes renováveis (para substituir as fontes que usam combustíveis fósseis) e o aumento da eficiência energética. As *Smart Grids*, também, permitirão ao consumidor o conhecimento e controlo dos seus consumos durante o dia, isto é, ele saberá, no momento, onde e como gasta a sua energia elétrica. Além disso, saberá as horas onde consumirá mais e as horas a que pode usar eletricidade a um preço favorável.

Para a implantação de *Smart Grids*, é necessário vencer desafios regulatórios, económicos e financeiros. É necessário produzir regulamentos específicos relativos às tarifas, que devem ser redefinidas considerando alterações de valores ao longo do dia, de acordo com as variações da procura de energia; regulamentos relativos a novos eletrodomésticos, prédios inteligentes e geração distribuída (eólica, solar, biomassa, etc.) [1].

É necessário, ainda, definir fontes de recursos para realização dos investimentos necessários; estabelecer tratamento financeiro específico para os bens que sejam substituídos para viabilizar a nova tecnologia, assim como alterar o modelo de remuneração das distribuidoras de energia elétrica, que poderiam passar a oferecer outros serviços aos seus consumidores (telecomunicações, internet, tv, monitorização remota, etc.) [2].

Na Europa, a principal motivação tem sido sobretudo ambiental, com foco especial para a integração em larga escala de fontes renováveis de energia elétrica sob a forma de geração distribuída.

A maior motivação para a implantação de *Smart Grids* é a “introdução” de carros elétricos. Diariamente, milhões de veículos mobilizam-se de um local para o outro, sendo a grande maioria movida a motor de combustão interna. Não só se trata de um tipo de motor pouco eficiente, mas também altamente poluente para o meio ambiente [3].

Estes problemas/desvantagens, em relação a estes veículos, fazem com que entrem novas tecnologias neste tipo de mercado. Eis que o Veículo Elétrico (VE) se torna uma tendência cada vez mais forte, devido à sua alta eficiência energética e zero emissões [3].

Com o aumento desta nova tendência, as distribuidoras terão como preocupação o aumento repentino de carga, ou seja, o aumento do consumo de energia derivado da energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos [4].

A forma técnica e economicamente viável para absorção desta carga adicional pelos sistemas existentes é a gestão da procura adicional associada ao carregamento das baterias dos automóveis a partir da definição de tarifas diferenciadas que possibilitem tal carregamento quando a carga tradicional é mais baixa.

Adicionalmente, constatou-se que a energia armazenada nas baterias dos veículos elétricos estacionados pode ser re-injetada no sistema elétrico em casos de emergência ou nos horários de pico de procura de energia. Tais ações exigem o emprego da tecnologia que caracteriza as *Smart Grids*, ou seja, tarifas variáveis, informações sobre tarifas e desempenho da rede disponíveis em tempo real para os utilizadores, medidores de energia inteligentes, uso de fontes alternativas de energia, sistemas de armazenamento de energia, e consumidores que

podem controlar o seu consumo ou mesmo injetar energia na rede em função das informações disponibilizadas na rede.

A literatura científica mostra que, de uma forma geral, estes recursos são usados para alisar o diagrama de carga e, deste modo, permitir o adiamento de investimentos em reforço de redes (nomeadamente em linhas e transformadores). Neste trabalho de dissertação pretende-se analisar as vantagens deste tipo de estratégia a longo prazo e investigar abordagens alternativas que conduzam a menores custos globais.

As *Smart Grids* permitem o adiamento de investimentos, no sentido em que com a rede elétrica toda automatizada, será possível saber tudo o que se passa nas linhas elétricas, transformadores, disjuntores, etc., e portanto saber-se-á quando se deve substituir todas as componentes do sistema elétrico da forma mais economicamente eficiente possível. Neste trabalho pretende-se avaliar se este adiamento de investimento é, ou não, uma boa opção.

As *Smart Grids* são o futuro e com elas será possível viver num mundo mais eficiente e sustentável, satisfazendo a crescente procura de energia elétrica, reduzindo as perdas no transporte, distribuição e consumo e garantindo uma integração efetiva de fontes renováveis. A racionalização dos investimentos deve fazer parte do planeamento destas *Smart Grids*, de modo a permitir uma gestão global otimizada.

1.2 - Enquadramento Histórico

Desde a origem das primeiras redes elétricas até à atualidade destacam-se 3 fases de evolução dos sistemas de fornecimento de energia elétrica.

A primeira fase era composta por sistemas em corrente contínua que atendiam pequenas áreas.

A segunda fase iniciou-se com a implementação de sistemas em corrente alternada. A geração de energia elétrica passou a ocorrer remotamente, a energia era transmitida para os centros consumidores onde eram empregados principalmente apoios (postes) e cabos aéreos que prejudicavam a paisagem urbana. Em função da crescente carga nos centros urbanos e da limitação física para ampliar o número de circuitos elétricos sustentados pelos postes, as empresas de distribuição de energia elétrica passaram a empregar sistemas de cabos subterrâneos, porém, sem qualquer integração com os demais serviços públicos que utilizam o subsolo das grandes cidades (telefonía, fornecimento de água e esgoto, metro, etc.). Tal situação perdura até hoje, na maioria dos centros urbanos no mundo.

A terceira fase caracteriza-se principalmente pela partilha do uso do subsolo pelas prestadoras de serviço público, ou seja, a principal evolução dá-se na integração do planeamento e das ações de implantação de instalações dessas empresas (especialmente

utilizando túneis *multi-utilities*, o que em alguns países é exigência legal), o que resulta na redução dos investimentos e dos custos de manutenção. Entretanto, esses sistemas de fornecimento de energia elétrica, ditos de terceira geração, que começaram a surgir na última década do século passado, ainda empregam primordialmente tecnologia analógica na execução das funções de medição, operação e proteção.

Com o avanço do uso da tecnologia digital nos sistemas de fornecimento de energia elétrica, começa a surgir o que se convencionou chamar de quarta geração desses sistemas, ou seja, as chamadas *Smart Grids*, caracterizadas pelo uso intensivo de equipamentos digitais, de telecomunicações, de sensorização e operação remotos de instalações, e de tecnologia de informação, adicionalmente às instalações físicas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica existentes.

Assim, é possível estabelecer que o principal diferencial das *Smart Grids*, em comparação aos sistemas de segunda e terceira gerações, é o significativo aumento da quantidade e da qualidade de informações relativas ao desempenho da rede; a disponibilidade dessas informações na própria rede (trafegam fisicamente na própria rede); e a possibilidade de ação dos consumidores finais para, com base nessas informações, influenciarem o desempenho da rede, otimizando-o. Essa otimização do desempenho da rede de energia elétrica reflete-se em menores custos para a energia fornecida e, conseqüentemente, em menores tarifas para os consumidores.

1.3 - Estrutura do Documento

Esta dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos. De seguida, será descrito, sucintamente, o que se aborda em cada um.

Neste capítulo é feito um enquadramento histórico do tema e as motivações que levaram à realização deste estudo.

No capítulo dois serão descritos os conceitos gerais sobre o tema, tais como, DSM, VE e microgeração (MG). Apresentará também o impacto que estes conceitos causam na rede de energia elétrica.

O capítulo três apresenta a metodologia do trabalho, onde serão demonstradas as etapas a seguir para uma melhor compreensão da simulação, isto é, para uma melhor compreensão da análise das estratégias de investimento nas *Smart Grids*.

No capítulo quatro são apresentados os principais resultados das simulações dos cenários considerados e são analisados os impactos decorrentes de diferentes critérios de reforço da rede.

Por fim, no quinto capítulo serão expostas as conclusões finais e propostas para desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2

Smart Grids (Redes Inteligentes)

Atualmente, o consumo de energia na rede é relativamente estável e, de alguma forma, previsível. A variação do consumo é grandemente explicada pelo comportamento dos consumidores e pelas condições meteorológicas ou ambientais. A, cada vez maior, importância das renováveis do *mix* de produção leva à necessidade de compensar de algum modo a maior variabilidade deste recurso (solar e especialmente eólico). No entanto, novos recursos baseados em *Smart Grids* serão necessários para adaptar os novos desafios (como por exemplo, o impacto do carregamento de veículos elétricos) e as crescentes exigências em termos de qualidade de energia e eficiência energética e, também, para ajudar na integração de renováveis, como por exemplo, as energias citadas anteriormente. Os elevados custos e regulação dos combustíveis, no que toca a emissões de CO₂ e outras preocupações ambientais, terão também impacto na forma de como a rede será operada. Espera-se que os veículos elétricos aumentem a procura de mais energia, enquanto se comportam, ao mesmo tempo, como uma fonte de armazenamento. Futuramente, os eletrodomésticos irão incorporar recursos de gestão de energia que poderão tirar benefício dos horários de faturação, consoante o tempo de uso. Obviamente, a adição destes novos elementos resultará no aumento da complexidade do sistema de energia. Sistemas de controlo e novos procedimentos operacionais terão de ser desenvolvidos. Esta evolução terá que lidar, não só, com os fluxos bidirecionais de energia, mas também adaptar o sistema de comunicação com dados bidirecionais para gerir todas essas novas aplicações. Tal sistema deveria ser capaz de descrever o estado e desempenho da rede, o que resultaria numa maior eficiência, melhorando consideravelmente a produção de energia e também a previsão do uso. Comunicações bidirecionais permitirão a adaptação da Geração Distribuída, a gestão otimizada da carga e do armazenamento e ajudarão na reconfiguração da topologia da rede para uma utilização mais eficiente destes recursos.

O uso de sistemas de controlo irá melhorar a eficiência e estabilidade da rede. A *smart grid* providenciará, também, muitas escolhas aos clientes, tais como informações completas de preços que lhes permitam fazer escolhas inteligentes e de baixo custo.

As secções seguintes descrevem algumas destas novas funcionalidades, salientando-se as que foram simuladas no decurso do presente trabalho.

2.1 - Demand-Side Management (DSM)

DSM consiste na implementação de programas destinados a influenciar a procura de energia, deslocando consumos de horas de ponta para horas menos carregadas, para o benefício mútuo da produção, da rede de distribuição e dos consumidores. Estas iniciativas permitem induzir mudanças de comportamento dos consumidores (deslocamento de cargas) e exigir os padrões de uso da energia elétrica, e permite que beneficiem através da redução dos custos de energia.

O controlo sobre o DSM geralmente vem de pressões regulatórias e políticas, em particular as que se encontram relacionados com o ambiente, por limitações da rede, ou simplesmente para evitar algum consumo nas horas mais caras (pontas de consumo). Também vêm de clientes que exigem a redução de custos de energia e melhoria de serviços de fornecimento de energia. Outras causas são as metas, acordadas internacionalmente, de emissões de CO₂, a redução na poluição ambiental e redução da nova geração e capacidade da rede. No entanto, os benefícios políticos de “ser verde” também são importantes, com novo ímpeto quando a concorrência por clientes ocorre nos mercados de energia.

Para além dos ganhos de eficiência energética obtidos a partir de tecnologias melhoradas de consumo final instaladas pelos clientes, a DSM será usada para reduzir os custos de distribuição e reduzir a poluição ambiental. Estas medidas contribuem para uma perceção positiva, do cliente, da utilidade e fornecem oportunidades de negócio interessantes.

Para ajudar com a continuação da aplicação de DSM, um maior diálogo de comunicações entre fornecedores e clientes é necessário de forma a incentivar a tarifa do tempo de uso e controlo de carga, a programação da geração local do cliente, a operação de tarifas interrompíveis e controlo de tensão. Além disso, uma série de possíveis serviços de valor agregado são de interesse para utilitários e clientes que exigem a comunicação avançadas entre clientes e fornecedores de energia. A motivação para fornecer DSM e atendimento adicional ao cliente é independente das estruturas das indústrias de energia nos vários países, ou seja, estejam vertical ou horizontalmente integradas ou haja ou não concorrência por clientes. Em situações onde há concorrência por clientes, os motivos para usar funções DSM e de cliente adicionais são movidos pelo apelo extra de forma a atrair clientes para o mercado competitivo. Os motivos políticos e regulatórios são os controladores DSM mais fortes em situações de

monopólio de fornecimento. No entanto, a necessidade de comunicações avançadas é a mesma para cada situação. [5]

2.1.1 - Efeito das ações de DSM nas *Smart Grids*

DSM, basicamente, é percebido como a solução para um problema clássico de dimensionamento, nomeadamente, o facto de que a infraestrutura atual de distribuição e geração de energia ser projetada para satisfazer o pico e não a média da procura de energia. Dado que a procura flutua substancialmente ao longo de um ciclo diário, parte da capacidade do sistema é efetivamente desperdiçada.

O grande objetivo do DSM é, por conseguinte, homogeneizar a carga ao longo do tempo “cortando os picos” e “preenchendo os vales/depressões” ou, por outras palavras: transferir o máximo possível da carga flexível da hora de ponta para os períodos de baixa atividade. Uma abordagem fiável e eficiente faria *downscaling* da infraestrutura de geração existente sem causar um impacto negativo no consumo total de energia. Também poderia facilitar a integração de geração dependente das condições meteorológicas, combinando a carga com uma capacidade de mudança constante.

A maneira tradicional de implementação de DSM é através de incentivos de preços, ou seja, alguma forma de redução de tarifas, de forma faseada, quando se espera que a procura acumulada/agregada esteja abaixo da média, de modo a incentivar o consumidor final a deslocar cargas flexíveis em relação a esses períodos. Por causa das barreiras tecnológicas e falta de automação, tais políticas têm sido, até agora, muito limitadas (por exemplo, “taxa diurna” versus “taxa noturna”), pelo menos no mercado de consumo doméstico.

A “visão” das *Smart Grids* traz simultaneamente novas oportunidades e novos desafios para o DSM. Por exemplo, o facto de que uma parcela cada vez maior da oferta virá de fontes renováveis flutuantes irá comprometer a eficiência de tarifas restritas e fixas com base no tempo. Em vez disso, uma maior dinâmica, mecanismos reativos de preço serão necessários para terem em conta a disponibilidade em tempo real de um fornecimento parcialmente imprevisível.

A parte positiva vem do facto de o *roll-out* de uma nova infraestrutura de TIC's para apoiar uma *smart grid* mais eficiente é uma oportunidade clara para melhorar o desempenho e maximizar o impacto das soluções DSM. Na verdade, tornar-se-á viável comunicar frequentemente as atualizações de preços de forma a acompanhar a evolução do balanço entre oferta e procura em tempo quase real. Além disso, esta transição tecnológica tem a possibilidade de, em parte, automatizar o processo de transferência de carga, com aparelhos inteligentes, ligando ou desligando os próprios, numa tentativa de conciliar as preferências do usuário e as metas com os preços da eletricidade anunciados.

Neste trabalho, as ações de DSM são simuladas deslocando uma pequena percentagem da carga na ponta para horas menos carregadas (ver na subsecção 3.1.3).

2.2 - Veículos Elétricos (VE)

O transporte elétrico tem experienciado um progresso notável ao longo dos últimos anos e, hoje em dia, a generalidade das grandes marcas de automóveis está, de alguma forma, envolvida no desenvolvimento dos veículos elétricos (VE). Estes veículos têm muitas características atrativas, incluindo a diminuição das emissões de gases com efeito de estufa no setor automóvel, a redução de dependência do petróleo importado e proporcionando aos consumidores uma alternativa, de baixo custo por quilómetro, em relação à gasolina.

Os veículos elétricos têm um grande potencial e os consumidores “elétricos” reconhecem os benefícios sociais e económicos deste tipo de veículos. Mas para o gestor da rede, a segurança e a fiabilidade da operação da rede elétrica é a preocupação de utilização principal, para a qual é essencial compreender e prever com precisão o impacto da carga associada aos VE. Assim, estudos sobre a integração dos VE [6] [7] [8] concentram-se, principalmente, em determinar se a capacidade existente ou planeada de geração será suficiente para preencher o aumento da procura resultante da carga dos VE. Além disso, estes estudos assumiam que a carga adicional inicial dos VE poderia ser contida num sistema “*off-peak*” sem afetar a procura do pico. Estes pressupostos não consideram o impacto total da carga de pico coincidente do VE nos níveis de distribuição localizados onde os benefícios da diversidade pode ser menor do que o previsto a nível do sistema.

Normalmente, as cargas dos VE são suscetíveis de ser agrupadas em determinadas áreas, aumentando, potencial e negativamente, o seu impacto no sistema de distribuição. Além disso, enquanto o controlo coordenado da carga dos VE, através de um sistema de comunicação bidirecional (*smart charging*) é suscetível de facilitar o carregamento diversificado durante os períodos baixos de procura, não será possível controlar completamente as ações do consumidor e os hábitos de carregamento.

A avaliação do impacto da carga dos VE na operação dos sistemas de distribuição requer uma análise que considere as possíveis variações na diversidade espacial dos VE por toda a rede e na diversidade temporal nos padrões de carga dos VE relativamente ao sistema de carga tradicional.

2.2.1 - Tipos de Carregamento de VE

A fim de integrar, adequadamente, os veículos elétricos no SEE torna-se necessário estabelecer estratégias de carregamento adequadas. Desta maneira, torna-se possível estudar o impacto da carga dos VE na rede.

Quando os veículos são ligados à rede, sempre que o proprietário assim o desejar, carregando a bateria de forma constante, são considerados carga simples. No entanto, quando

são definidos intervalos de tempo para o carregamento, de forma a ajustar a potência, são considerados carga dinâmica. Esta permite injetar potência ativa na rede e ser considerado um dispositivo de armazenamento, *vehicle-to-grid* (V2G).

Estas estratégias apresentadas de carregamento dos VE podem ser divididas nos seguintes tipos:

Carga não-controlável

Quando o carregamento das baterias dos VE é feito sem qualquer tipo de controlo, considera-se como carga simples. Este tipo de carregamento de VE é exatamente o mesmo que ligar outro equipamento elétrico qualquer que absorve energia a partir da rede quando necessário, sem qualquer tipo de restrição. A carga irá absorver a energia da rede elétrica sem quaisquer restrições da quantidade ou do momento de ligação à rede.

Carga controlável (carregamento inteligente)

A implantação de VE na rede, sem quaisquer alterações estruturais e com investimentos substanciais, pode ser consideravelmente compensada por uma gestão inteligente de carga [9]. Além disso, a participação de VE no sistema de controlo de estabilidade dinâmica permite maximizar a integração de fontes intermitentes de energia renovável em sistemas isolados [10].

O carregamento inteligente consiste em aproveitar a capacidade de controlo de carga das *Smart Grids* para distribuir o carregamento dos VE de acordo com as conveniências da rede, evitando sobrecarregar a ponta do diagrama de carga do sistema.

***Vehicle-to-Grid* (V2G)**

V2G descreve um sistema relativamente particular, uma vez que não se trata apenas de carregar as baterias dos VE, mas também pô-los a comunicar com a rede de energia para vender serviços de resposta à demanda, por energia elétrica ou ajustando a sua taxa de carregamento.

O V2G pode ser usado com VE de *plug-in*, tais como os *Battery-Electric Vehicles* (BEV) e os *Plug-in Hybrid Electric Vehicles* (PHEV), uma vez que os veículos encontram-se estacionados na maior parte do tempo, as baterias poderiam ser usadas para deixar a eletricidade partir do carro para as linhas elétricas e vice-versa.

O funcionamento do V2G consiste numa carga ajustável, dispositivo de armazenamento ou gerador que permite o controlo de carga, armazenamento de energia e também de injeção de potência na rede. Portanto, desta forma, as baterias dos VE podem absorver energia da rede, a fim de cobrar ou fornecer serviços de suporte de estabilidade injetando potência. Esta capacidade de se comportar como um dispositivo de armazenamento de energia altamente

controlável é considerado uma enorme vantagem em comparação com as estratégias de carregamento referidas anteriormente [11].

De seguida, será representado um esquema relativo às estratégias e tipos de carregamento de veículos elétricos.

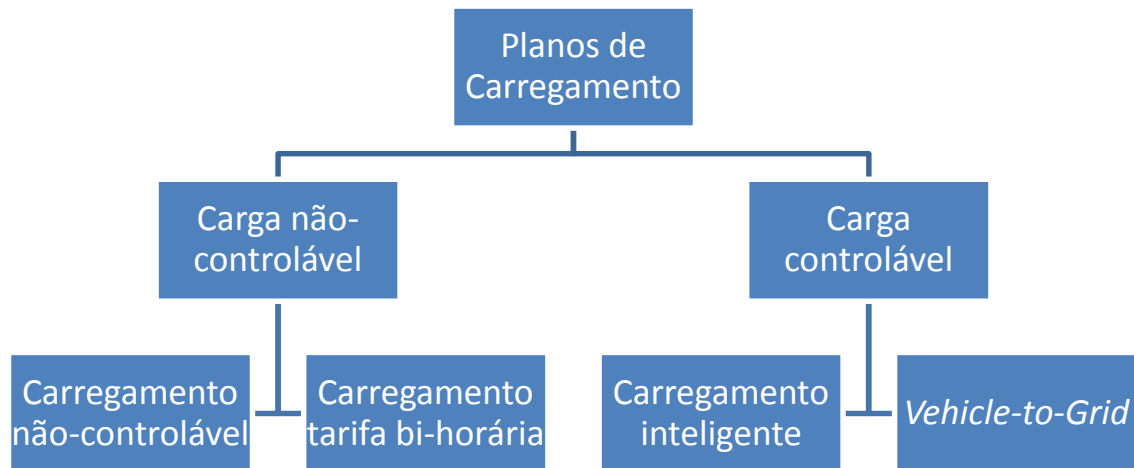


Figura 2.1 - Possíveis planos de carregamento de VE

As simulações realizadas neste estudo consideram os seguintes tipos de carregamento.

Carregamento não-controlável

Este tipo de carregamento permite a ligação dos VE à rede e, ocorre de forma aleatória, isto é, de acordo com os hábitos dos condutores que, muito provavelmente, só carregarão os seus veículos ao final das suas viagens do trabalho para casa, enquanto uma minoria carregará durante o dia, enquanto não há necessidade de se deslocarem para outros locais.

Carregamento condicionado por tarifa bi-horária

Este tipo de carregamento é uma forma de tentar controlar a procura de energia através da tarifa. Existem diferentes hipóteses para este tipo de tarifas, todas elas com o objetivo de promover a procura de energia fora das horas de pico.

Carregamento inteligente

Neste caso, o carregamento dos VE é controlado pelo sistema, isto é, a carga deve ser entregue nas horas *off-peak* quando a procura é mais limitada devido à baixa atividade humana. Nesta análise, o conceito *fill valley* (preenchimento do vale) foi adotado como um cenário de carregamento inteligente.

Vehicle-to-Grid

Este carregamento é uma extensão de carregamento inteligente, onde é permitido um fluxo de energia bidirecional entre os VE e a rede. A média das necessidades diárias de mobilidade dos condutores é 2 a 4 horas e a exigência energética das suas baterias é uma parte da capacidade da bateria. O excesso de energia da bateria pode ser usado durante as horas de pico fornecendo suporte à rede e contribuindo para o funcionamento mais eficiente.

Embora interessante no âmbito da aplicação das *Smart Grids*, este tipo de carregamento não foi simulado no presente estudo.

2.3 - Microgeração (MG)

A microgeração (MG) define-se como produção de eletricidade em baixa tensão tornando possível a entrega de energia à rede elétrica, como regulamenta o Decreto-Lei nº 68/2002 de 25 de Março [12].

O objetivo desta secção passa por demonstrar o potencial impacto resultante sobre a integração, em larga escala, de unidades de microgeração em rede de Média Tensão (MT)².

A maioria da Geração Distribuída (GD) está ligada, principalmente, à rede de distribuição MT, enquanto a MG está ligada à rede de BT. Tradicionalmente, a rede de distribuição evoluía de acordo com o paradigma: cargas comportam-se como elementos passivos e a energia fluía de um nível hierarquicamente superior (subestações) para um nível inferior (consumidores) e nunca em direções opostas. No entanto, reconhece-se que com o aumento da potência instalada na GD e na MG, a rede de distribuição não pode ser considerada, apenas, como um elemento passivo da rede de transmissão. Estas redes exigem estratégias de controlo ativas, a fim de proceder à gestão e controlo efetivos das unidades de GD ligadas à MT e unidades de MG, juntamente com estratégias DSM ou gestão e controlo ativo da carga, na rede BT, com o objetivo de avaliar o seu impacto em todos os níveis da rede de distribuição.

² O estudo exemplo usado foi desenvolvido no âmbito do projeto InovGrid, Portugal [13].

Quando a procura de energia ultrapassa um certo limite, pode-se atingir o limiar das capacidades de geração, transmissão ou distribuição. Os operadores das redes respondem a estes constrangimentos aumentando ou reforçando os circuitos existentes. No entanto, os custos envolvidos na modernização da rede através de processos tradicionais tornam-se muito elevados, especialmente nas áreas metropolitanas congestionadas. Os fatores que levam a investimentos na rede de distribuição são: fim de vida do funcionamento da rede de distribuição, aumento natural do consumo, os requisitos de qualidade de serviço, ligação de novos consumidores e o potencial da GD e/ou MG.

A alocação adequada de MG pode contribuir para a minoração deste problema de congestionamento, além de que também permite a redução das perdas na distribuição, devido à redução de energia que flui nos ramos da rede. Se, em conjunto, forem utilizadas estratégias de controlo e gestão ativa das gerações e cargas controladas, será possível reduzir a necessidade de produção de energia a partir de unidades adicionais e reduzindo os custos de produção associados ao crescimento da carga. Além disso, as unidades de MG controlada podem ser vistas como cargas controladas, a fim de responder aos pedidos de redução de carga pelos operadores da rede de distribuição. Por conseguinte, os custos de investimentos evitados, na rede de distribuição, demonstraram ser uma vantagem importante, que pode ser atribuída à gestão e controlo ativo da rede.

Neste trabalho, o impacto da MG foi analisado através da simulação de casos envolvendo diferentes quantidades de MG.

Capítulo 3

Metodologia

Os projetos que envolvam *Smart Grids* são importantes, nos tempos que decorrem, porque agora é possível instrumentar todos os componentes da rede, desde o contador de eletricidade até às turbinas das instalações produtoras e, por esse motivo, juntamente com o crescimento do consumo de energia elétrica torna-se essencial impulsionar o crescimento económico sustentável e criar um equilíbrio entre as necessidades sociais, comerciais e ambientais.

A otimização de estratégias de investimento em *Smart Grids* é um tema relativamente pouco desenvolvido, que surgiu da necessidade de novas alternativas para gestão da carga, controlo da geração distribuída, controlo do carregamento de veículos elétricos e gestão de dispositivos de armazenamento de energia. Esta necessidade motivou os desenvolvimentos apresentados nesta dissertação e originou o estudo de cenários e as respetivas simulações.

A estratégia geral seguida neste trabalho inclui as seguintes fases principais:

- Primeiramente, foi recolhida informação relativa a alguns conceitos que serviram de base a este estudo, nomeadamente dos perfis de consumo dos diferentes tipos de consumidores: BT (residenciais, industriais, comerciais e iluminação pública), BTE e MT, e dos diferentes tipos de geração distribuída, tais como, energia solar, fotovoltaica, eólica, mini-hídrica e cogeração. Esta informação foi vertida no simulador de redes (baseado no matpower do Matlab).
- De seguida foram definidos os vários cenários de teste, para os quais foram estudados os impactos das diferentes funcionalidades permitidas pelas *Smart Grids*, tais como das ações de DSM, dos diferentes tipos de carregamento de VE, da implementação de tecnologias de armazenamento, etc.
- A fase seguinte engloba a simulação das estratégias tradicionais de reforço e expansão de redes para um horizonte de 30 anos, com o objetivo de identificar as melhores alternativas de otimização de investimentos. É de salientar que a simulação é realizada para um só mês, neste caso o mês de Dezembro, mas os resultados permitem a generalização para o resto do ano.

- A parte final consiste na avaliação económica de cada caso de estudo, para critérios de reforço diferentes da rede, com perspetiva a conseguir o melhor (menor) Valor Atual Líquido (VAL).

3.1 - Simulações

O trabalho desenvolvido nesta dissertação é essencialmente empírico - a análise dos impactos das tecnologias, de *Smart Grids*, em sistemas de energia foi feita através de simulações usando o *Power Flow Simulation Tool* (PFST). Além disso, foi necessário adaptar o “simulador”, a fim de incorporar as funcionalidades das *Smart Grids*.

A realização destes estudos fornece resultados que podem ser úteis para avaliar e quantificar os impactos da integração de tecnologias de *Smart Grids* no planeamento energético das cidades.

Inicialmente, os dados estavam adaptados aos casos estudados no Projeto CitInES [14], e eram relativos às cidades de Bolonha e Cesena (Itália). Neste trabalho, os dados foram adaptados para as redes elétricas de distribuição MT portuguesas, em termos de diagramas típicos, níveis de perdas, distribuição de tipos de consumidores. Assim, os resultados apresentados, nesta secção, podem ser considerados como ilustrativos da realidade portuguesa, e devem sobretudo ser interpretados como potenciais impactos das tecnologias de *Smart Grids*. Ainda assim, é de notar que, a metodologia adotada pode ser perfeitamente aplicada a qualquer outro sistema.

3.1.1 - Caracterização da Rede de Distribuição

Para avaliar o impacto das *Smart Grids* foram adotados alguns pressupostos em relação à estrutura da rede, aos consumos e às unidades de geração distribuída. Os dados disponíveis, no momento em que este estudo foi desenvolvido, não compreendem todas as informações necessárias para construir um modelo absolutamente representativo duma rede de distribuição duma cidade específica. No entanto, as características das redes, consumos, geração e outros dispositivos ligados à rede foram, sempre que possível adaptados à realidade portuguesa.

As subsecções 3.1.2, 3.1.3 e 3.1.4 referem-se à avaliação dos impactos das tecnologias de *Smart Grids* através de simulações de sistemas de energia genéricos. Sob esta perspetiva, assumiu-se que a rede de teste é, de certa forma, representativa de uma rede típica MT. Neste sentido, assumiu-se uma rede-base inspirada no *test feeder* do IEEE [15] com as adaptações referidas anteriormente em termos de consumo global de energia, distribuição do tipo de

consumidores e outros dados disponíveis. A configuração da rede de distribuição utilizada está representada na **Figura 3.1**.

No que diz respeito aos consumidores de energia elétrica, para cada nó foi definido o número de consumidores de cada tipo (residencial, comercial, industrial e iluminação pública), bem como um consumo diário típico (Tabela 3.1).

Considerou-se que esta rede funciona num nível de tensão de 20 kV³, por ser o valor típico para as redes de distribuição MT italianas.

Tabela 3.1 - Consumo médio diário

<i>Tipo de Consumidor</i>	<i>Consumo Médio (kWh / dia)</i>
<i>Residencial</i>	7
<i>Comercial</i>	16
<i>Industrial</i>	40
<i>Iluminação Pública</i>	25
<i>MT</i>	1100

Para tornar esta simulação mais fiável, os parâmetros das linhas (resistência e indutância) foram alteradas, para que as perdas de energia fossem semelhantes à experiência nacional. Assim, os coeficientes de perdas para os diferentes níveis de tensão são compatíveis com os valores típicos conhecidos.

De forma a compreender melhor a simulação, de seguida serão apresentadas as características da rede, juntamente com mais dados considerados importantes.

³ Embora 20 kV não constitua um valor usual em Portugal (onde as redes MT são de 10, 15 ou 30 kV), este parâmetro não foi alterado.

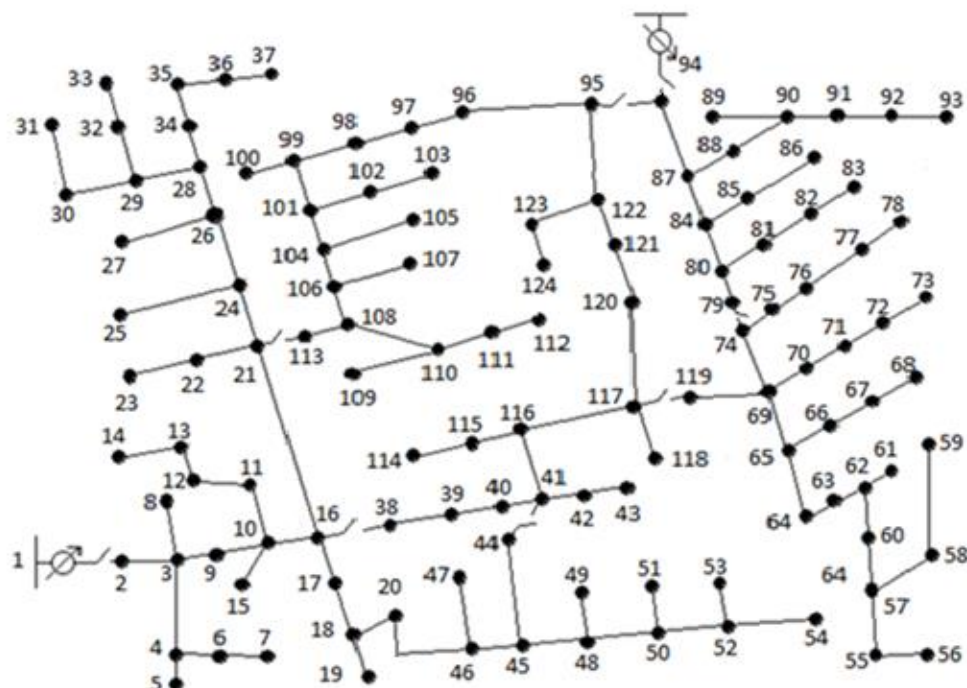


Figura 3.1 - Esquema unifilar da rede

- Rede elétrica com 125 linhas MT, 124 nós, 114 transformadores MT/BT e 2 subestações AT/MT;
- Tensão de 20 kV;
- 6 tipos de consumidores: residencial, comercial, industrial, iluminação pública, consumidor de Média Tensão e Veículos Elétricos;
- Perdas de energia média em Dezembro: cerca de 4,7% do consumo total;
- 2 tipos de geração distribuída: solar PV e biomassa, correspondendo no período inicial a 2% do consumo total;
- Para calcular a energia reativa consumida, usou-se um fator de potência na ordem dos 0,95 para todas as subestações.
- A simulação foi feita para o mês de Dezembro.

As figuras que se seguem mostram os diagramas de carga e de geração distribuída para este caso de estudo.

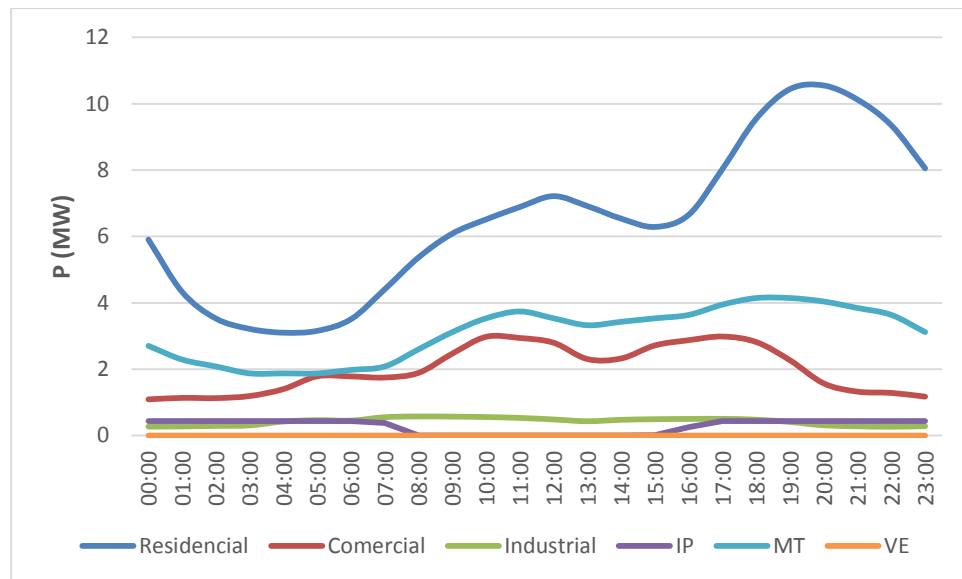


Figura 3.2 - Diagrama agregado de todos os tipos de consumidores⁴

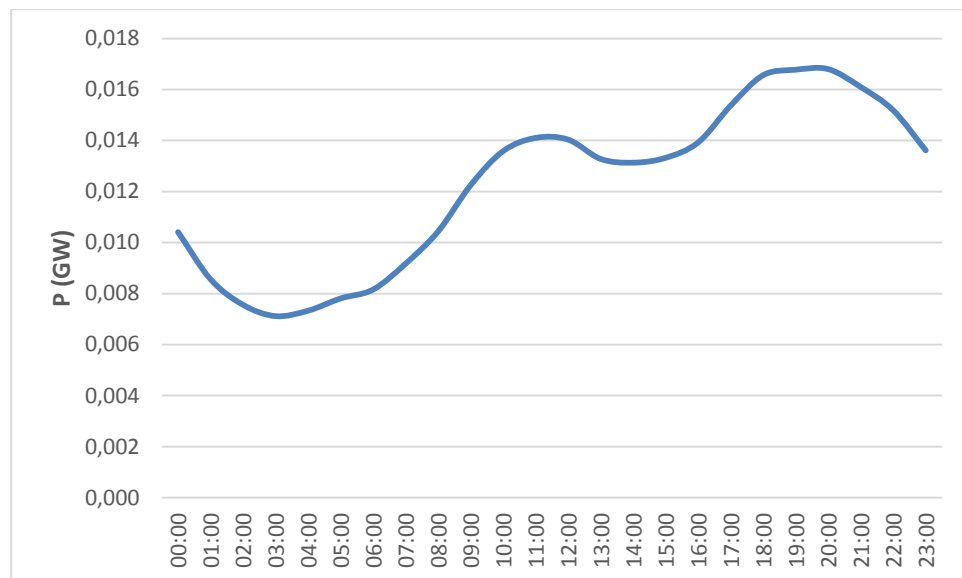


Figura 3.3 - Diagrama de Carga para este caso de estudo

⁴ O consumo referente aos veículos elétricos é nulo, porque este caso de estudo foi feito só para o primeiro ano e só se consideraram veículos elétricos a partir do segundo ano.

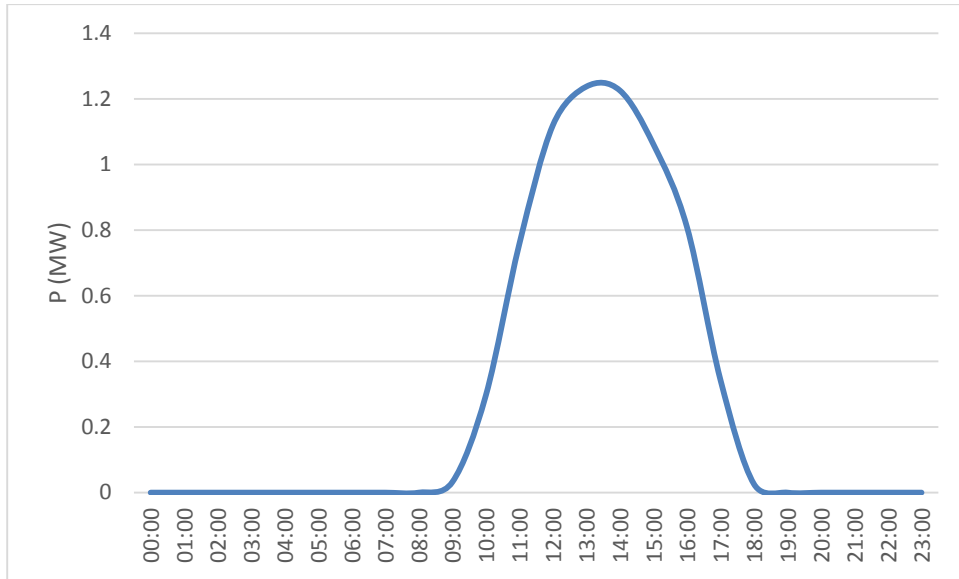


Figura 3.4 - Diagrama da Geração Distribuída (Solar PV)

3.1.2 - Impacto dos diferentes tipos de carregamento de veículos elétricos

Na subsecção 2.2.1 foram mencionados três tipos de carregamentos: o carregamento não-controlável (*dumb charging*), o carregamento condicionado por tarifa bi-horária (*dual tariff policy*) e o carregamento inteligente (*smart charging*). A metodologia usada para simular os efeitos dos veículos elétricos nas redes de distribuição foi baseada nos perfis de carregamento obtidos para as três formas de carregamento e foi baseada nos seguintes pressupostos:

- Os veículos elétricos serão carregados, principalmente, na casa dos respectivos proprietários. A probabilidade de um VE estar localizado num barramento específico é proporcional ao número de consumidores residenciais nesse nó:

$$p_{\text{Barramento } i} = \frac{\text{Carga}_{\text{Barramento } i \text{ residencial}}}{\sum \text{Carga Residencial}}$$

- Todos os veículos elétricos carregam, todos os dias, a uma potência de 4 kW durante o tempo de $t_{\text{carregamento}}$, sendo a energia total para os veículos dada por:

$$E_{VE} = N_{VE} \times P_{\text{Carregamento}} \times t_{\text{carregamento}}$$

- Os veículos elétricos absorvem, apenas, potência ativa, o que significa que não são consumidores de potência reativa (fator de carga unitário);
- A percentagem de cada estratégia é definida pelo utilizador.

A metodologia da simulação é ilustrada na seguinte figura:

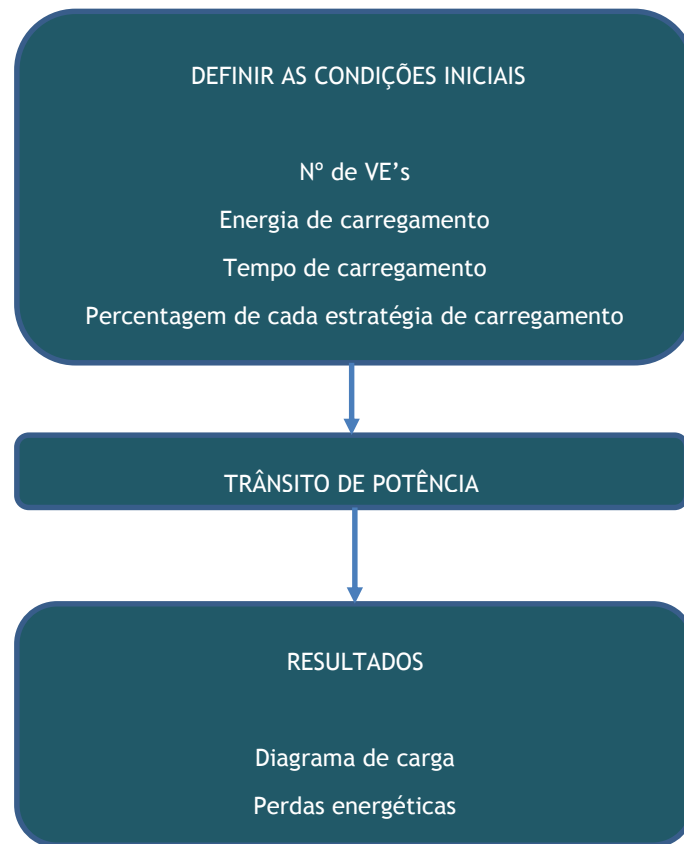


Figura 3.5 - Fluxograma para simular o impacto da integração dos VE na rede

Resultados

Nesta secção serão apresentados os resultados do impacto da integração das diferentes estratégias para os veículos elétricos, de acordo com a metodologia descrita na subsecção anterior.

A figura que se segue mostra o impacto do carregamento de dois mil veículos elétricos para cada estratégia de carregamento.



Figura 3.6 - Impacto de 2000 VE's no diagrama de carga

A Figura 3.6 mostra que, para o caso do carregamento não-controlável (*dumb*), o pico de carga é maior comparativamente com os outros dois casos. Na análise do *dumb charging*, apenas se considerou o carregamento feito em casa, o que significa que o VE carrega quando o seu proprietário regressa a casa depois da sua última viagem diária.

Os impactos na rede destes carregamentos feitos em casa podem ser limitados desenvolvendo infraestruturas próprias para carregar nos locais de trabalho. O consumo da bateria para conduzir de casa para o trabalho, pode ser repostado durante a manhã no local de trabalho quando a procura de energia é relativamente baixa.

Os resultados mostram que o carregamento condicionado por tarifa bi-horária (*dual-tariff*) é mais eficaz que o *dumb charging* uma vez que permite o deslocamento da procura de energia do VE de altas horas de carregamento para horas “*off-peak*”, nomeadamente horas de vazio. No entanto, deve ser mencionado que resulta num forte aumento da procura de energia do VE no início do período de baixo preço de energia, que pode afetar a operação da rede - notar que, para um maior número de VE, o “pico” por volta das 01:00 será comparável ou superior em relação ao valor de inicial no início da noite.

Também é possível observar-se que o carregamento inteligente (*smart charging*) contribui para a suavização do diagrama, reduzindo a carga nas horas de cheia e aumentando nas horas de vazio. Por sua vez, o carregamento condicionado por tarifa bi-horária também reduz nas horas de cheia, mas não é um decréscimo tão visível como o carregamento inteligente. Além do mais, com esta abordagem poderá correr-se o risco de criar um pico de energia durante a noite, no início do período de tarifa mais barata.

O carregamento inteligente previne a possível ocorrência de altos picos de carga, alocando a procura de energia de VE durante as horas “*off-peak*”. Neste tipo de carregamento, a procura de energia é gerida de uma forma que reduz a variação da carga no sistema entre as horas de

vazio e de cheia. O carregamento inteligente é a estratégia de carregamento mais eficaz em comparação com as outras, referidas anteriormente. Contudo, a sua implementação exigirá modelos de gestão avançados, apenas disponíveis para *Smart Grids*.

O carregamento inteligente pressupõe uma alocação inteligente deste tipo de carga, a fim de atingir um objetivo declarado, tal como a minimização das perdas energéticas, redução do pico e/ou deslocamento de carga. Portanto, é aconselhável estar ciente de que a estratégia de carregamento inteligente para cada hora vai depender muito dos objetivos pretendidos e, naturalmente, das características da rede.

A **Figura 3.7** mostra, de forma clara, qual a redução no pico obtida com a implementação de estratégias de carregamento controlado. O carregamento inteligente reduz o pico cerca de 1,43 MW em relação ao carregamento não-controlado, correspondendo a uma redução de 7%.

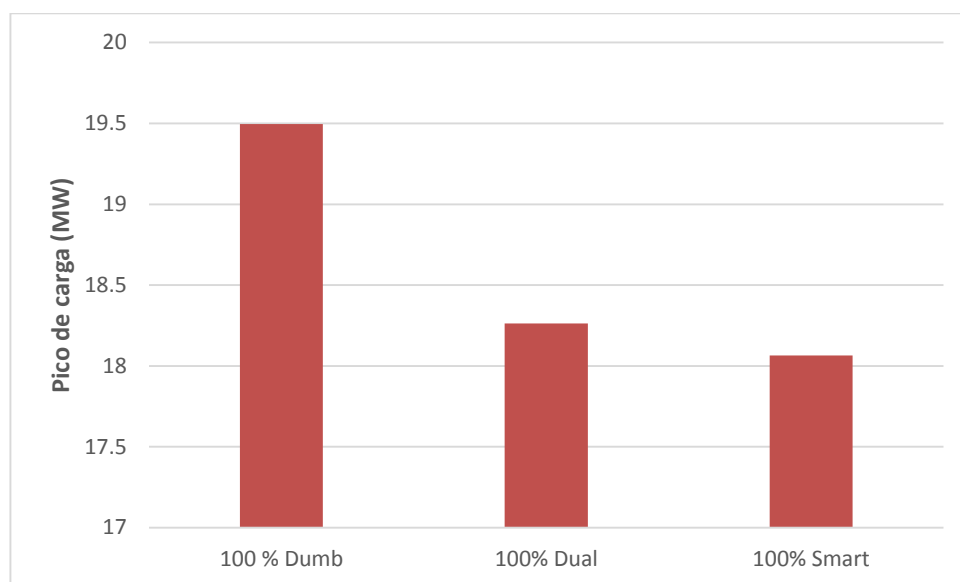


Figura 3.7 - Pico de carga para as 3 estratégias de carregamento de 2000 VE's

Sumário

Como foi visto, existem duas possibilidades que permitem evitar o carregamento dos veículos elétricos durante os períodos de cheia: carregamento inteligente e carregamento condicionado por tarifa bi-horária. Este último pode ser uma solução para um número reduzido de VE, mas passa a ser bastante desvantajoso quando este número aumenta. Assim, o caso mais promissor é, como seria de esperar, o carregamento inteligente, graças às suas características de adaptação. Este tipo de estratégia traz melhores resultados em termos de redução do pico e de perdas.

Apesar dos bons resultados, é importante mencionar que a implementação do carregamento inteligente representa um desafio prático importante. A comunicação entre os consumidores e as companhias elétricas deve ser assegurada por uma estrutura apta para tal. Esta infraestrutura tornará possível a monitorização do padrão de carregamento de cada

consumidor permitindo, por exemplo, descontos nos preços energéticos para os consumidores que carregarem nas horas de vazio. Além disso, os consumidores devem ser informados sobre a importância da sua contribuição para a eficiência do Sistema de Energia Elétrico. Este é, provavelmente, o maior desafio: o reconhecimento da importância do carregamento inteligente e de outras iniciativas semelhantes e a intervenção dos hábitos/escolhas do consumidor.

3.1.3 - Efeitos das ações DSM (*Demand-Side Management*)

A gestão da procura de energia (DSM) é uma função importante na gestão de energia de *Smart Grids* futuras, que podem controlar e influenciar a procura de energia. O DSM pode ter impactos significativos nos sistemas de energia, reduzindo o pico global da procura de energia, remodelando o perfil da procura e contribuindo para a diminuição dos custos globais e emissões de CO₂.

O DSM tradicional, que foi implementado, internacionalmente, desde há alguns anos, utiliza tarifas fixas dependentes do tempo, de forma a reduzir o pico de carga do sistema de energia, as perdas e os custos de geração, e previne e adia investimentos nas redes. Este método baseia-se no pressuposto de que os consumidores, pelo menos, quando agregados em grupos maiores, têm padrões de consumo mais ou menos constantes e previsíveis. Uma alternativa para o controlo de carga usando tarifas é usar a redução de carga, onde algumas cargas podem ser desconectadas se tal for exigido pela rede. Esta opção pode causar inconvenientes ao consumidor e, por isso, deve ser acompanhado por algum tipo de compensação.

Neste estudo, os efeitos do DSM são simulados assumindo que uma parte da carga pode ser reduzida e recuperada, mais tarde, no mesmo dia - normalmente assume-se simplesmente que a carga pode ser deslocada algumas (poucas) horas para a frente ou para trás no diagrama de carga. Isto significa que o DSM pode ser simulado através de um montante (normalmente, uma fração da procura) por hora, que pode ser deslocado para outra parte do dia.

Normalmente, alguns tipos de carga têm prioridade sobre outras cargas. A possibilidade de deslocamento de carga depende da vontade do cliente, mas o controlo de carga tem-se focado, basicamente, no ar condicionado, aquecimento e refrigeração. Para o ar condicionado e aquecimento, a ideia é aproveitar a inércia destes dispositivos para desconectar durante os períodos de cheia sem causar grandes inconvenientes.

Como foi referido anteriormente, existem 3 principais tipos de consumidores em cada barramento da rede: residencial, comercial e industrial. Dentro destas cargas, normalmente, é no setor residencial que se podem tomar ações de controlo de carga. As áreas residenciais têm habitualmente uma grande quantidade de eletrodomésticos e outros dispositivos com

consumos baixos e operação de pouca duração, mas existe um grande número de dispositivos que podem ser controlados, ou seja, disponíveis para ações de DSM.

Em relação aos consumidores comerciais e industriais, estes apresentam consumos naturalmente superiores aos domésticos. Os consumidores comerciais e industriais apresentam normalmente consumos estimados superiores e períodos de consumo mais longos, mas o número de dispositivos disponíveis para o controlo é menor do que nas áreas residenciais. No caso particular das áreas industriais, o motivo que leva a que haja um pequeno número de dispositivos disponíveis para controlo deve-se ao facto de a maior parte das cargas industriais serem difíceis de alterar e não podem ser submetidas a controlo de carga.

Pelas razões explicadas anteriormente, o modelo para o DSM implementado neste estudo, considera, apenas, a possibilidade de controlar uma parte da carga dos consumidores residenciais. A parte controlada está fundamentalmente associada a sistemas de aquecimento/refrigeração, mas também inclui uma pequena percentagem de outros aparelhos que os consumidores entendam disponibilizar para DSM.

A figura que se segue ilustrará o algoritmo implementado para fazer as simulações do DSM.

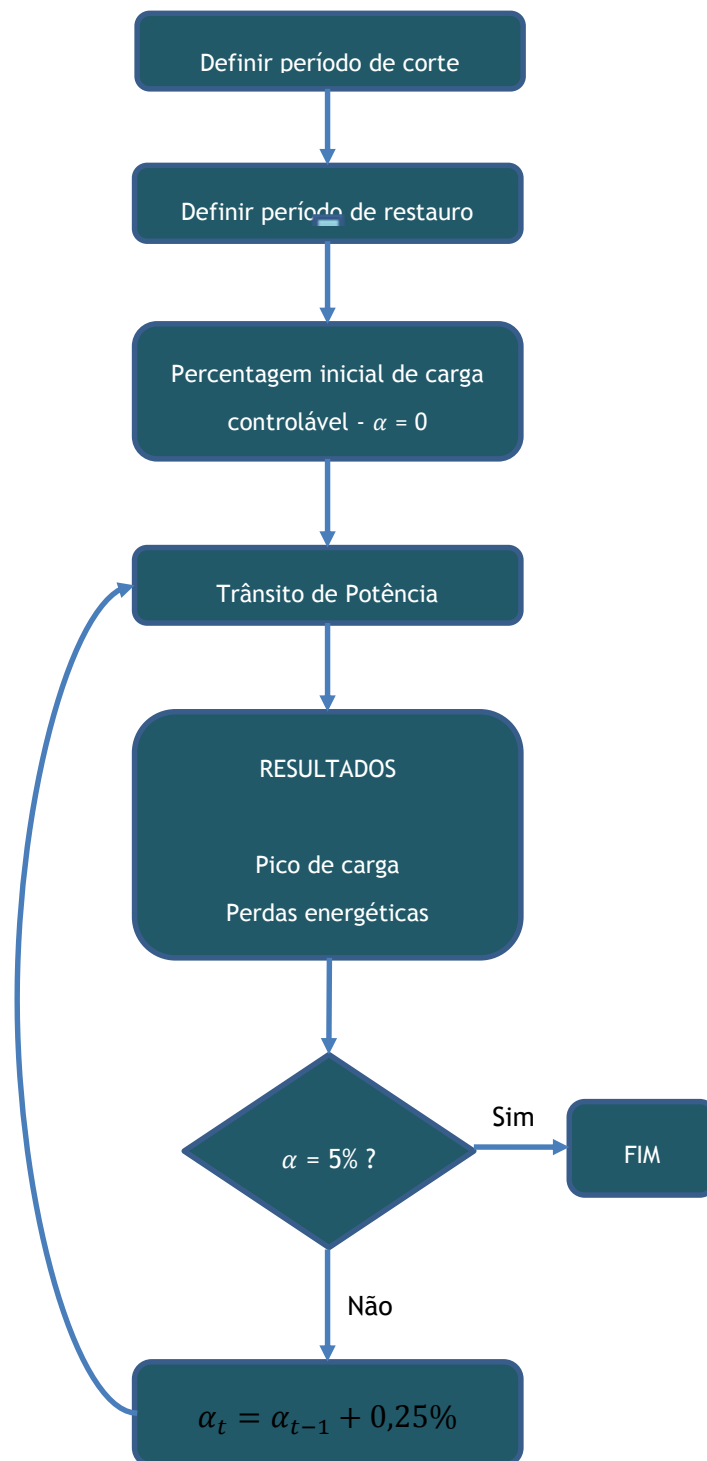


Figura 3.8 - Fluxograma para simular o DSM

Resultados

A próxima figura mostra os resultados obtidos através da metodologia definida na secção anterior.

Torna-se óbvio que o DSM, nestes casos, quanto maior for a percentagem, maior será a redução do pico da carga. A simulação mostra, também, que o DSM origina um alisamento no diagrama de carga. Esta figura mostra que o período de aplicação das ações de DSM não foi o mais adequado para este diagrama; devia ser entre as 19h e as 20h. Observa-se que a ponta (cerca das 20h) praticamente não foi alterada. Note-se que esta situação também pode ocorrer na prática, uma vez que não é possível assegurar que a ponta ocorra sempre à mesma hora.

Obviamente, é possível alisar ainda mais o diagrama, combinando por exemplo, o carregamento inteligente dos VE com medidas de DSM.

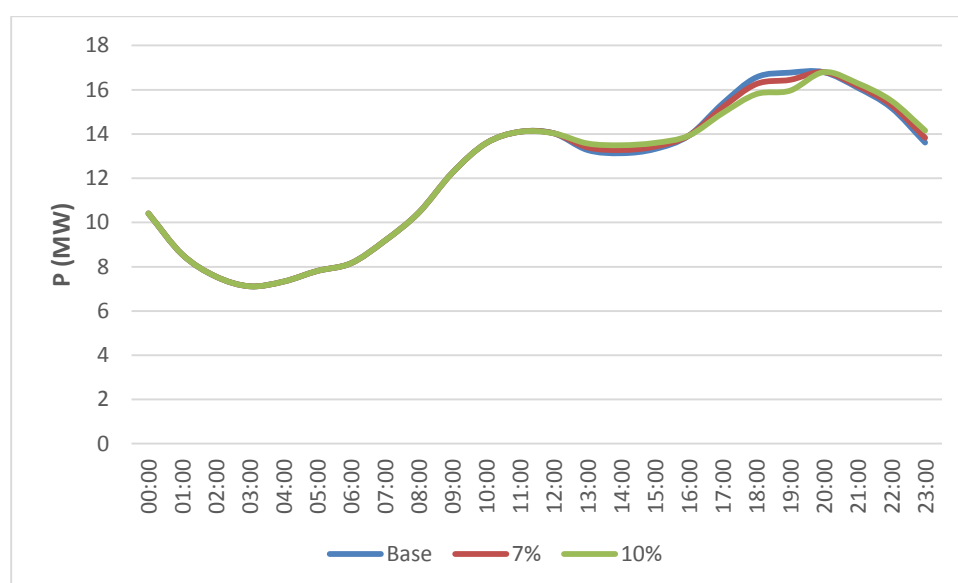


Figura 3.9 - Diagrama de carga com a aplicação de medidas de DSM

As seguintes figuras mostram as variações que se obtêm tanto para o valor da potência de pico, assim como para as perdas para diferentes valores percentuais de carga controlável. De salientar que, para o caso das variações no pico do diagrama somaram-se os valores da carga respetiva ao período de corte, das 18h às 20h.

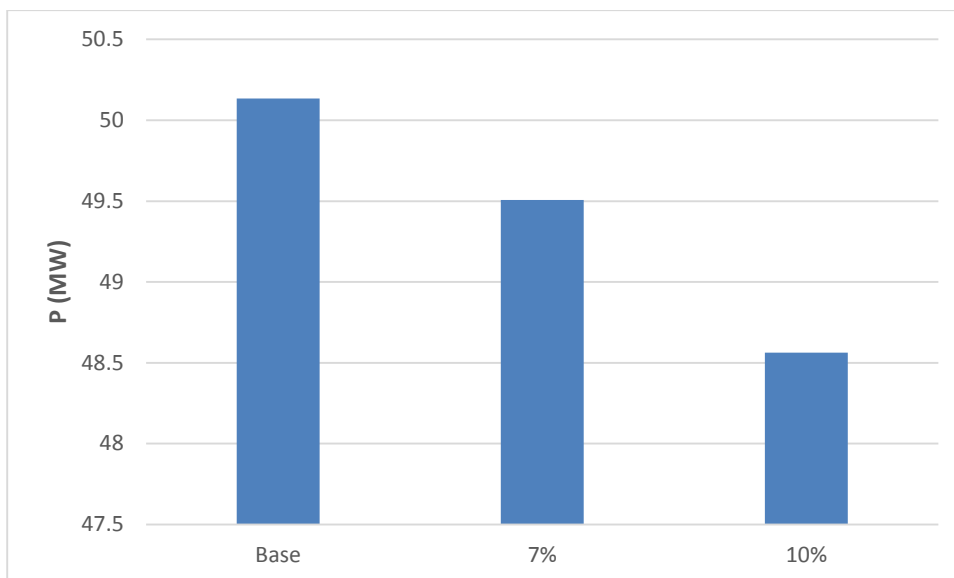


Figura 3.10 - Valores da carga durante o período de corte para diferentes valores percentuais de DSM

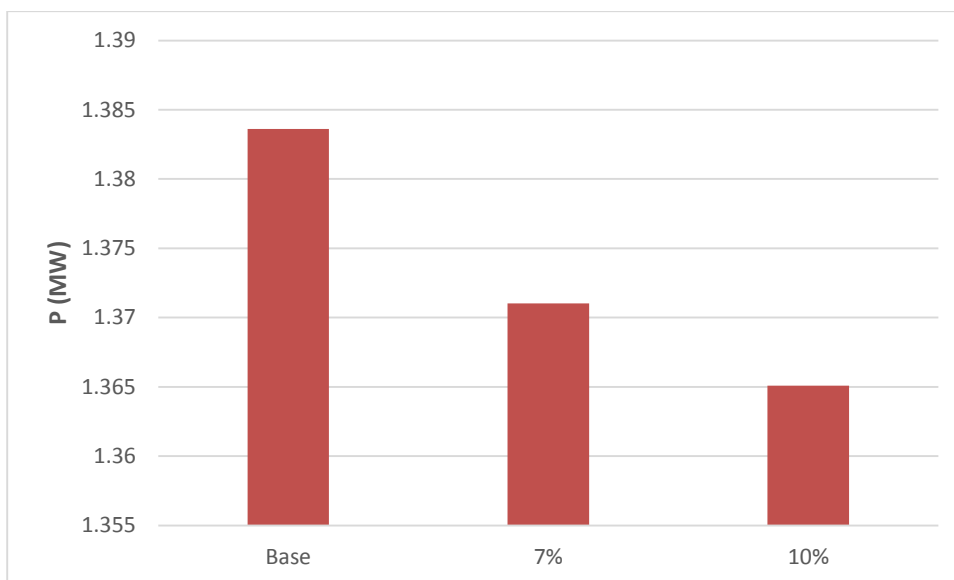


Figura 3.11 - Valores das perdas durante o período de corte para diferentes valores percentuais de DSM

Sumário

Sucintamente, pode-se dizer que esta secção apresentou um modelo simplificado para simular os efeitos das ações de DSM nos sistemas de energia. Esta abordagem focou-se, principalmente, na mudança da forma do diagrama de carga usando medidas de gestão de procura. As simulações realizadas permitem a caracterização de potenciais impactos do DSM em termos de corte do pico (*peak shaving*) e redução de perdas energéticas.

As estratégias de DSM podem ter diferentes objetivos, tais como maximizar os benefícios económicos e os custos de operação, minimizar a energia importada da rede principal de distribuição, minimizar o pico da procura de energia, melhorar a integração de fontes

renováveis e melhorar o fator de carga. Tendo em conta o objetivo, diferentes abordagens podem ser concebidas de forma a atingir uma certa meta. Hoje em dia, existe uma vasta gama de heurística para resolver este problema, mas o conceito geral é trazer a curva final da carga o mais próximo possível da curva da carga estabelecida como objetivo.

A transformação da rede atual para rede inteligente abre novas expectativas no DSM. No âmbito das *Smart Grids*, o DSM terá de lidar com uma enorme quantidade de diferentes cargas controláveis.

Neste sentido, as estratégias de DSM poderão satisfazer todos os períodos de controlo de uma variedade de cargas controláveis.

3.1.4 - Impacto da implementação de tecnologias de armazenamento

Os sistemas de armazenamento de energia são dispositivos que podem ter um papel importante de forma a melhorar a utilização e o desempenho das *Smart Grids*.

Normalmente, sempre que a carga da rede se aproxima da sua capacidade máxima, devido ao aumento gradual do consumo de energia, a resposta é dada, geralmente, pelo reforço da infraestrutura existente, o que resulta num investimento substancial em subestações, transformadores e linhas. Além disso, estes podem ser, em certos casos, muito difíceis ou mesmo impossíveis de implementar. Por exemplo, em certas áreas urbanas e locais históricos, o espaço disponível é muito restrito; em parques ou áreas protegidas (devido às restrições ambientais) ou por razões de saúde pública (exposição a campos magnéticos), a construção de novas infraestruturas é difícil e, por vezes, restrita ou proibida.

Nestas situações, o uso de sistemas de armazenamento de energia pode ser uma alternativa interessante para o Operador da Rede de Distribuição (ORD) dando apoio no planeamento e operação do sistema. Na verdade, a inclusão de geração distribuída juntamente com os sistemas de armazenamento de energia pode surgir como uma alternativa/solução para enfrentar o problema do crescimento do consumo, adiando ou mesmo evitando investimentos em reforços, garantindo igualmente uma operação e gestão mais segura da rede de distribuição.

Em termos de funcionamento da rede, o sistema de armazenamento de energia pode permitir o armazenamento de energia durante o horário *off-peak*, fornecendo-o durante os períodos de maior consumo, o que significa que este tipo de sistema pode ser usado para gerir os picos do diagrama de carga.

Apesar do custo de muitas tecnologias de sistemas de armazenamento atuais ser ainda relativamente elevado, o seu desenvolvimento e maturação tecnológica reduziram o seu custo de manufatura/fabrico e, por conseguinte, o seu preço de mercado, abrindo a possibilidade de disseminação destes dispositivos no planeamento e operação das redes de distribuição.

Tendo em conta este contexto, no âmbito desta tarefa, as simulações foram desenvolvidas considerando a integração dos sistemas de armazenamento de energia nas redes de distribuição. Lembrando que o diagrama de carga do caso base tem um pequeno vale depois da hora de almoço, um ciclo de carga e descarga foram normalmente considerados durante o dia. A **Figura 3.12** mostra um destes casos, mas em que existe um carregamento adicional a meio do dia para aproveitar a produção da microgeração.

O sistema de armazenamento é um dispositivo genérico que permite simular qualquer tipo de características dos sistemas de armazenamento de energia. Estes dispositivos tipicamente carregam durante as horas de vazio, durante a noite, e descarregam (1º ciclo) nas horas de ponta ou cheia, durante o dia. Pode existir um outro período de carregamento após a hora de almoço, descarregando novamente ao final da tarde. Naturalmente, os ciclos de carga/descarga dependem dos requisitos da rede e dos diagramas de carga.

Este tipo de operação pode contribuir para suavizar o diagrama de carga, o aumento da carga durante as horas de vazio e reduzi-lo nas horas de cheia. Logicamente, o dispositivo de armazenamento pode suportar mais ciclos de carga/descarga, mas, em geral, o tempo de vida e características dos dispositivos dependem do número de ciclos. Quanto maior o número de ciclos de carga/descarga, maior será o desgaste do dispositivo e, conseqüentemente, menor será o seu tempo de vida útil. Assim, nas simulações do estudo, apenas foi assumido um ciclo por ser suficiente para ilustrar o potencial do armazenamento.

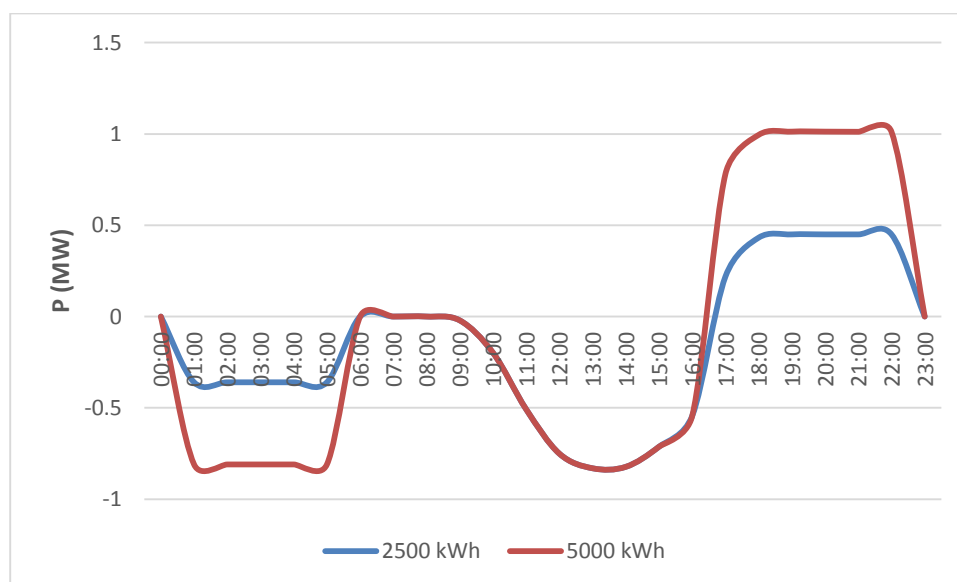


Figura 3.12 - Energia injetada ou recebida pelo sistema de armazenamento de energia

A modelização do dispositivo engloba uma restrição para o funcionamento não interferir com o consumo diário de energia. Isto significa que a energia acumulada durante o carregamento deve ser fornecido, na sua totalidade, durante as horas de descarga - deve ter-se em consideração o rendimento destes tipo de sistemas, normalmente entre os 85% e os 90%.

Para integrar o sistema de armazenamento de energia numa rede de distribuição, existem várias questões a ter em conta, tais como: número de dispositivos, localização, *ratings* máximos de potência e energia e tempo de carregamento. Portanto, o levantamento destas questões leva a um problema de otimização complexo. Em [16] estas questões são discutidas e é proposta uma metodologia para integrar os dispositivos de armazenamento de forma a maximizar a integração da geração distribuída.

A escolha do barramento para colocar o sistema de armazenamento de energia foi feita, identificando primeiro, as capacidades máximas de cada barramento para o caso base. Então, numa primeira fase de simulação, foi colocado um dispositivo no barramento com a maior capacidade.

No que diz respeito ao tamanho do dispositivo de armazenamento, assumiu-se uma gama de capacidade entre os 500 kWh e 5000 kWh (para mostrar como o armazenamento de energia afeta o diagrama de carga), variando a capacidade com um passo de 500 kWh [17]. Neste caso de estudo, assumiu-se que o estado de carga (*State of Charge* - SOC) do dispositivo seria 10% na primeira hora do dia, sendo assegurado o mesmo para o fim do dia (10% de SOC)⁵.

Todo o processo descrito aqui pode ser resumido no fluxograma da seguinte figura:

⁵ Este requerimento (manter o mesmo SOC para o final do dia) é bastante restritivo no que toca à exploração do potencial do sistema de armazenamento. Ainda, as condições propostas permitem a demonstração das vantagens da integração destes dispositivos. Outras opções foram consideradas em termos de período de balanceamento (uma semana, um mês, etc.).

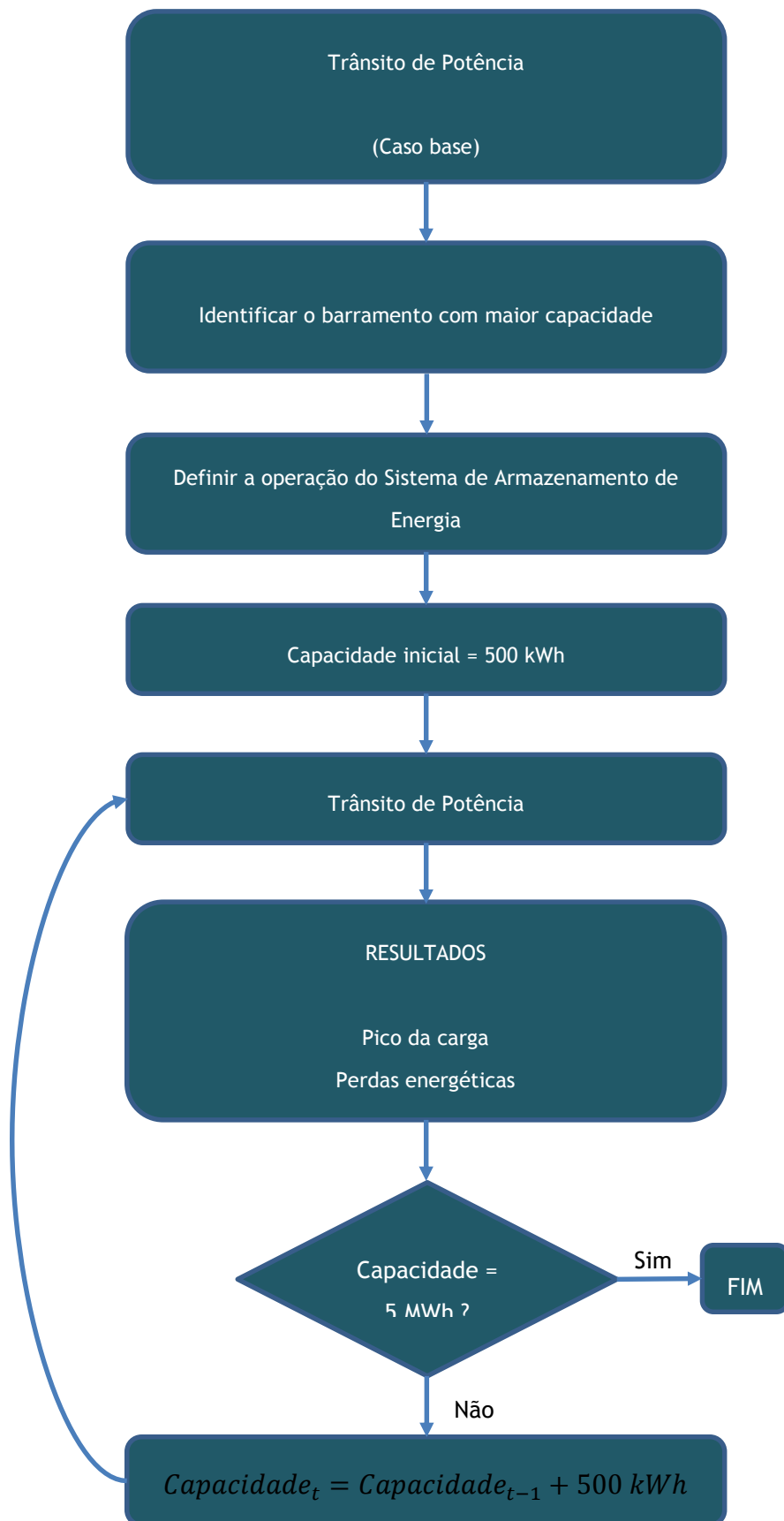


Figura 3.13 - Fluxograma da simulação dos efeitos dos sistemas de armazenamento de energia

Resultados

As simulações realizadas originaram vários resultados interessantes. A **Figura 3.14** apresenta os seguintes diagramas de carga com a integração de sistemas de armazenamento de energia no barramento 73 (barramento com maior capacidade da rede). O primeiro caso considera um sistema de armazenamento com uma capacidade de energia de 2500 kWh e o segundo uma capacidade de 5000 kWh. Torna-se claro, analisando a figura, que o sistema de armazenamento contribui para o alisamento do diagrama entre os picos, e aumento da carga durante as horas de vazio da noite.

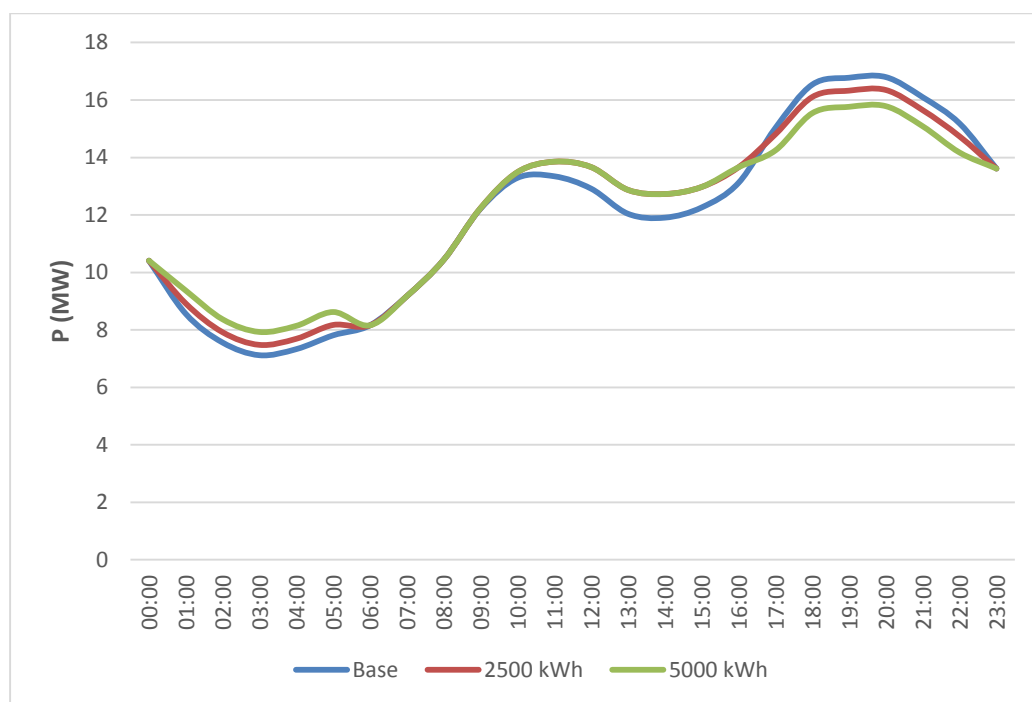


Figura 3.14 - Efeito dos sistemas de armazenamento de energia no diagrama de carga

A próxima figura mostra a redução do pico do diagrama para um crescimento das capacidades dos sistemas de armazenamento de energia. A integração de um dispositivo de armazenamento com 5000 kWh, com este tipo de operação, reduz o pico da carga em 6% relativamente ao caso base.

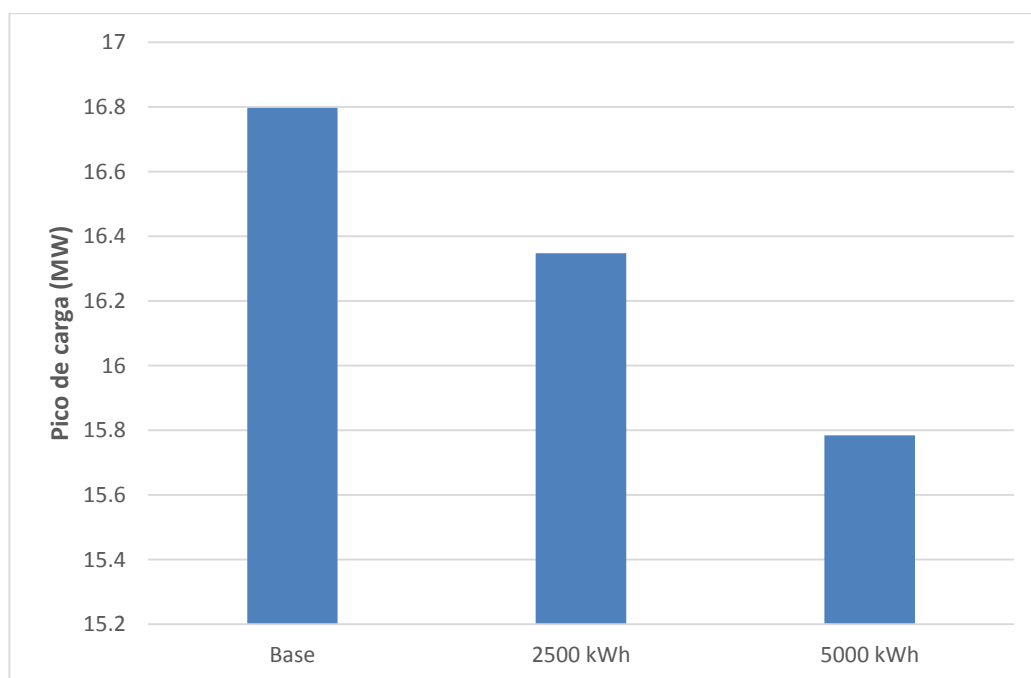


Figura 3.15 - Pico de carga para as diferentes capacidades de sistemas de armazenamento de energia

Sumário

No que diz respeito à redução das perdas, é sabido que esta redução depende do barramento onde está colocado o dispositivo de armazenamento (barramento 73). Logo, os dispositivos nos barramentos mais perto do barramento 73 terão um impacto menor em termos de redução de perdas, quando comparados com os que são colocados mais longe do ponto de fornecimento.

É preciso ter a noção que existem vários fatores que podem afetar a redução de perdas energéticas: a configuração da rede, o número de cargas depois do barramento, a secção das linhas e o congestionamento. Este aspeto mostra a dificuldade de encontrar um barramento adequado que reduza simultaneamente as perdas e o pico da carga.

3.1.5 - Generalização

Para o caso usado nesta dissertação, simulou-se um caso onde só se usaria um mês, visto que a utilização de todos os meses exigiria maior tempo de processamento (12 vezes mais) e, consequentemente, tornaria a obtenção de resultados bastante mais penosa. Além disso, para efeito de avaliação da necessidade de reforço, basta analisar a situação onde ocorre a ponta (precisamente em Dezembro). Saliente-se que o tempo exigido para a combinação de casos considerada e para um horizonte de 30 anos é cerca de 20 minutos. Multiplicar este valor por 12 tornaria o estudo mais penoso e sem grandes benefícios em termos de resultados úteis. Portanto, escolheu-se o mês de Dezembro por ser um mês de “Inverno”, isto é, por ser

habitualmente o mês de maior consumo médio - a ponta mais elevada determina a necessidade de reforço da rede. As temperaturas baixas, uma das características principais do Inverno, e os dias mais “curtos” e mais frios são fatores que podem aumentar o consumo energético.

Como existe uma diferença entre os chamados meses de Verão e meses de Inverno, não se poderia, obviamente, generalizar os valores de consumo de Dezembro para os restantes meses. Uma vez que se pretende caracterizar o impacto em termos de perdas, optou-se por analisar a relação entre as perdas totais anuais e as perdas em Dezembro. Esta análise conduziu a uma taxa de conversão, apresentada na seguinte equação.

$$\frac{\sum_{i=1}^{12} p_i}{p_{Dezembro}} = 10,365,$$

p_i - perdas no mês i .

Isto significa que as perdas anuais serão determinadas a partir das perdas obtidas para o mês de Dezembro, simplesmente multiplicando este valor por 10,365.

3.1.6 - Horizonte de estudo - 30 anos

Como é sabido, não existem equipamentos eternos; qualquer equipamento tem o seu prazo de validade. O proprietário de um veículo deve fazer as revisões periódicas a este para poder estar em condições próprias para uso. Com os componentes elétricos, a história não é diferente, pois a sua composição sofre desgaste ao longo da sua utilização, chegando ao final da sua vida útil, sendo então imperativo fazer um reforço ou substituição.

As linhas de distribuição de energia elétrica têm um tempo de vida útil estimado em cerca 30 anos, no entanto este componente sofre uma redução abrupta de vida útil quando a sua utilização é sujeita a situações de limite, o caso do congestionamento das linhas, onde a energia que as percorre é superior à sua capacidade máxima. O mesmo acontece com as subestações e transformadores.

O crescimento do consumo anual de eletricidade ronda entre 2 a 3% - neste estudo foram considerados ambos os cenários: 2% e 3%. A equação que dá o crescimento da carga em função da taxa de crescimento é:

$$Consumo(n + 1) = Consumo(n) \times (1 + taxa)^{(ano-1)}$$

Para consolidar estas afirmações sobre o crescimento do consumo anual de eletricidade serão apresentados, de seguida, os valores do consumo anual de Portugal nos últimos anos.

Tabela 3.2 - Consumidores de eletricidade: total e por tipo de consumo (TWh) (Fontes de dados: DGEG/MAOTE)

<i>Anos</i>	<i>Doméstico</i>	<i>Não doméstico</i>	<i>Indústria</i>	<i>Agricultura</i>
1994	7,35	5,06	12,71	0,44
1995	7,59	5,47	13,38	0,51
1996	8,16	5,96	13,67	0,53
1997	8,42	6,43	14,43	0,57
1998	8,78	7,08	15,15	0,63
1999	9,52	7,81	15,71	0,70
2000	10,06	8,48	16,52	0,72
2001	10,62	9,04	16,77	0,78
2002	11,38	9,07	17,11	0,85
2003	11,84	9,60	17,46	0,89
2004	12,43	9,98	17,92	0,98
2005	13,24	10,45	17,88	1,03
2006	13,41	11,11	18,43	0,96
2007	13,86	11,37	18,69	1,02
2008	13,44	11,43	18,45	1,01
2009	14,19	11,56	17,14	0,99
2010	(R) ⁶ 14,49	(R) 11,87	(R) 18,17	(R) 1,03
2011	13,75	11,96	17,69	0,98
2012	12,90	12,13	17,29	1,00
2013	Pro ⁷ 12,31	Pro 12,17	Pro 17,01	Pro 0,94
<i>Anos</i>	<i>Iluminação Pública</i>	<i>Edifícios do Estado</i>	<i>Outros</i>	<i>Total</i>
1994	0,77	1,13	0,29	27,75
1995	0,80	1,17	0,31	29,24
1996	0,86	1,27	0,34	30,79
1997	0,92	1,32	0,35	32,44
1998	0,95	1,44	0,38	34,41
1999	1,02	1,61	0,37	36,74
2000	1,07	1,72	0,37	38,94
2001	1,14	1,82	0,37	40,54
2002	1,20	2,08	0,42	42,12
2003	1,33	2,25	0,44	43,80
2004	1,32	2,40	0,47	45,50
2005	1,41	2,54	0,48	47,03
2006	1,51	2,61	0,52	48,55
2007	1,57	2,65	0,51	49,68
2008	1,64	2,69	0,51	49,19
2009	1,67	2,73	0,49	48,77
2010	(R) 1,66	(R) 2,81	(R) 0,48	(R) 50,51
2011	1,67	2,70	0,40	49,15
2012	1,55	1,89	0,36	47,13
2013	Pro 1,47	Pro 2,08	Pro 0,30	Pro 48,55
2014				Pro 48,57
2015				Pro 49,04

⁶ (R) - Dados retificados pela entidade responsável

⁷ (PRO) - Valor provisório

Os valores de consumo total para os anos de 2013 a 2015 são informação recente da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) retirada da “Caracterização da procura de energia elétrica em 2015”⁸ e representam os consumos e o número de consumidores de energia elétrica verificados em 2013 e previstos nas tarifas para 2014 e nas tarifas para 2015, em Portugal Continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira. A figura que se segue mostra a evolução do consumo total nacional de ano para ano e a tabela reflete a evolução da taxa de crescimento.

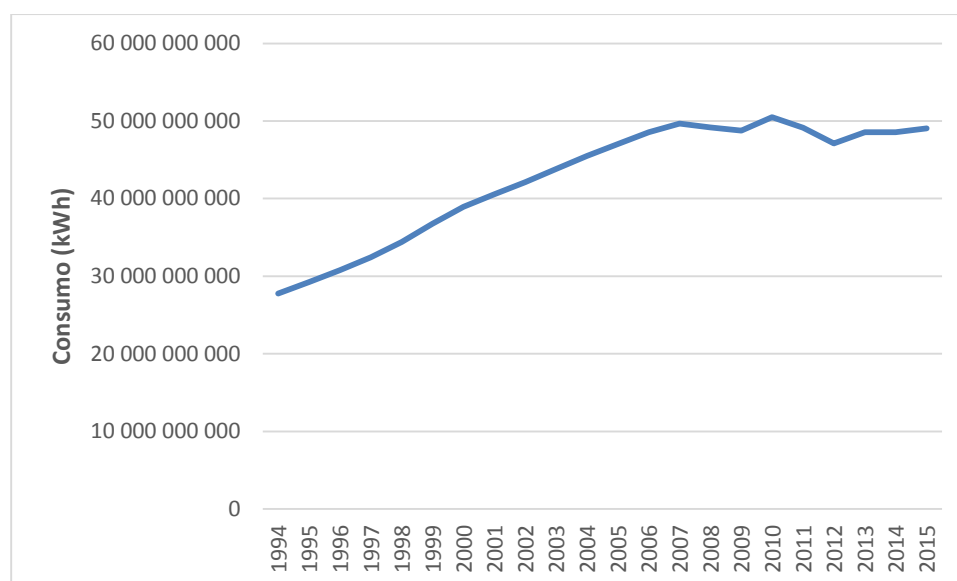


Figura 3.16 - Consumo total de eletricidade em Portugal (Fontes de dados: DGEG/MAOTE)

Tabela 3.3 - Evolução do consumo total e respetiva taxa de crescimento

Anos	Total (TWh)	Taxa de Crescimento
1994	27,75	
1995	29,24	5,4%
1996	30,79	5,3%
1997	32,44	5,3%
1998	34,41	6,1%
1999	36,74	6,8%
2000	38,94	6,0%
2001	40,54	4,1%
2002	42,12	3,9%
2003	43,80	4,0%
2004	45,50	3,9%
2005	47,03	3,4%
2006	48,55	3,2%

⁸ A última atualização foi feita a 13 de Janeiro de 2015

2007	49,68	2,3%
2008	49,19	-1,0%
2009	48,77	-0,8%
2010	(R) 50,51	3,6%
2011	49,15	-2,7%
2012	47,13	-4,1%
2013	Pro 48,55	3,0%
2014	Pro 48,57	0,1%
2015	Pro 49,04	1,0%

A média da taxa de crescimento nos últimos 20 anos é cerca de 3%, motivo pelo qual se considerou esse valor para esta simulação. Também foram repetidas estas simulações mas com uma taxa de 2%, dado que nos últimos anos, o crescimento tem abrandado.

Para entender a evolução dos consumos/cargas durante os 30 anos da melhor forma possível, calculou-se a taxa de crescimento. O consumo total cresce cerca de 3% de ano para ano, como já tinha sido referido anteriormente, e depende do consumo residencial (doméstico). Contudo, a contribuição deste tipo de consumidor pode vir a alterar-se de duas formas: através da integração de veículos elétricos e de geração distribuída. Ao analisar a **Figura 3.4** percebe-se que a geração distribuída tem um impacto baixo, porque a tendência para subsidiar MG tende a desaparecer, dada a situação económica do país. Já os veículos elétricos serão os maiores responsáveis, dentro do consumo residencial, pelo seu crescimento quase constante ao longo destes 30 anos.

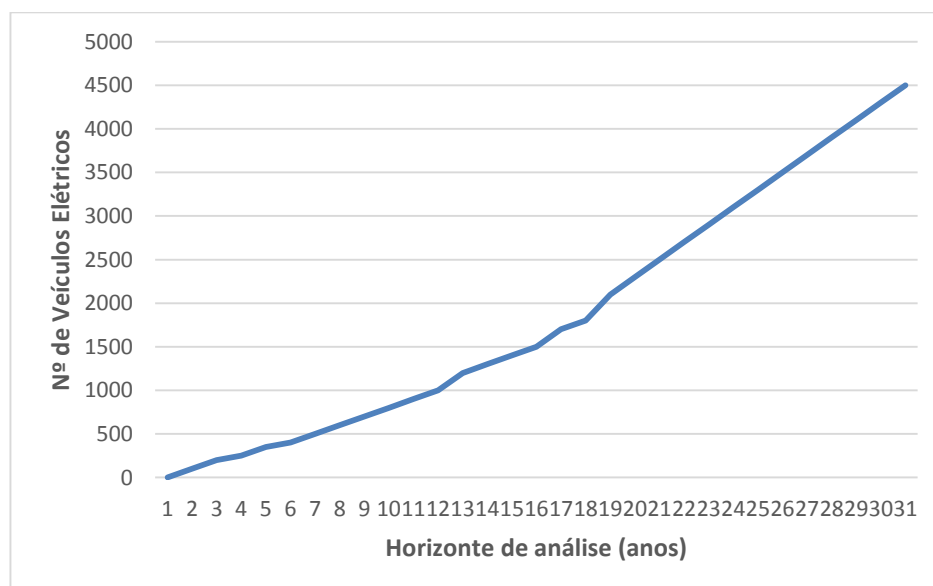


Figura 3.17 - Evolução da integração de VE ao longo de 30 anos

Como se pode verificar, na **Figura 3.17**, a integração de veículos elétricos, na realidade moderna, poderá ser um dos maiores responsáveis pelo aumento do consumo residencial, por tornar possível o carregamento do veículo na própria residência **[18]**.

3.1.7 - Reforço

A ligação de novas instalações à rede obriga, no imediato ou no futuro, a aumentar a capacidade da rede para fazer face ao crescimento da procura e para tal tem que se proceder ao reforço de rede elétrica de forma a melhorar a segurança de abastecimento e a capacidade de transporte, com qualidade e sem restrições.

A melhor forma de explicar a metodologia para reforçar a rede elétrica é através do seguinte fluxograma.

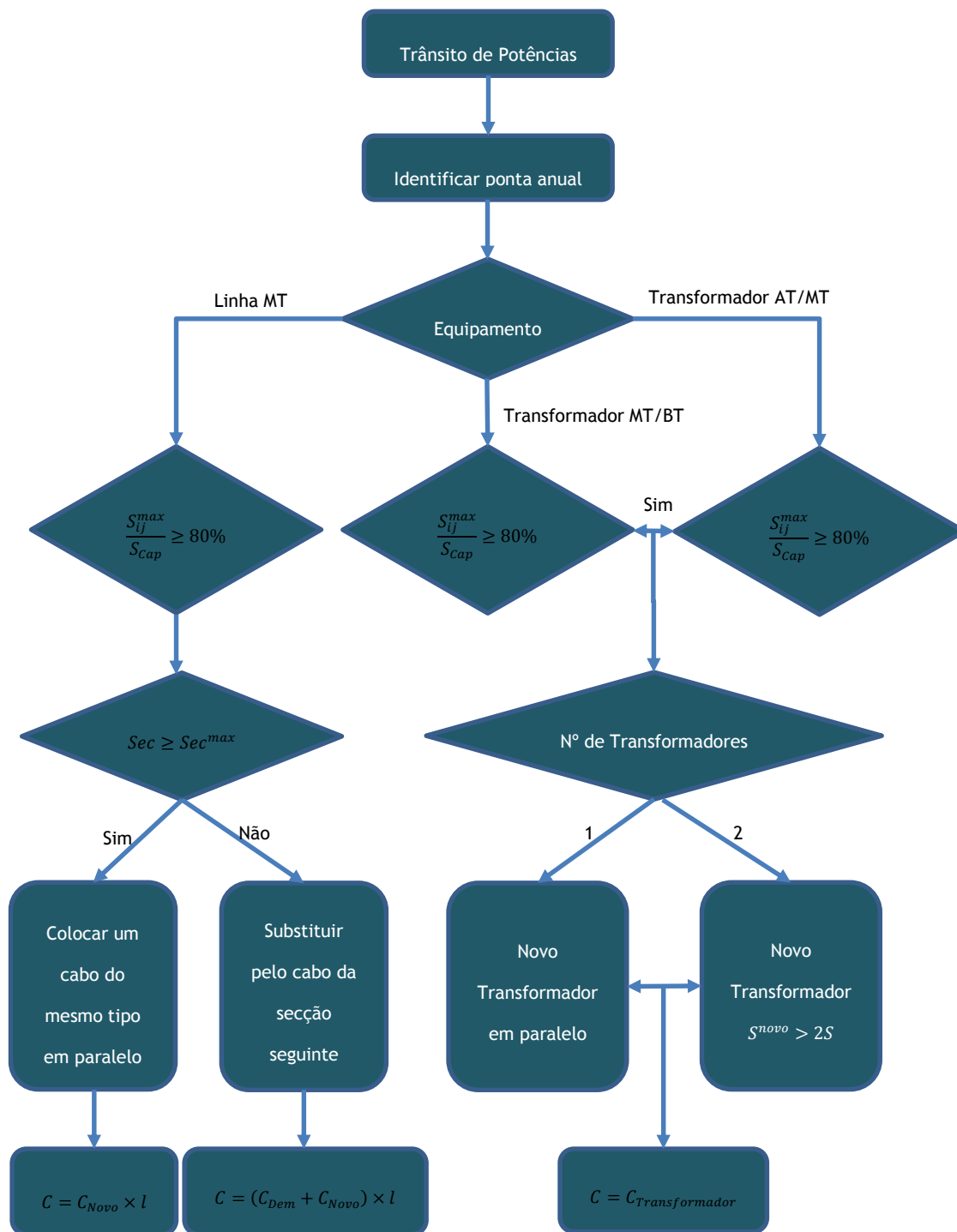


Figura 3.18 - Fluxograma do Reforço

Para calcular o reforço destes três componentes apresentados no fluxograma (linhas MT, transformadores AT/MT e transformadores MT/BT) teve que se definir um critério de reforço, ou seja, até que percentagem da capacidade máxima de cada um se deixaria chegar até haver reforço. Apesar de no fluxograma estar representado um critério de reforço de 80% para todos os componentes, pode-se definir um critério, tanto superior como inferior. Estes 80% significam, por exemplo, que se o trânsito de potência na situação de ponta atinge ou

ultrapassa o limiar de 80% da sua capacidade máxima, este componente será reforçado. As simulações efetuadas consideraram diferentes critérios de reforço, desde 30% até 90%.

3.2 - Valor Atual Líquido (VAL)

Em termos das disciplinas de economia, a determinação deste valor representa um ponto essencial de uma empresa, tendo como objetivo condicionar a avaliação sobre a aceitação ou rejeição da viabilidade de um projeto de investimento.

O VAL também é conhecido por custo de oportunidade, ou seja, não é mais do que a rendibilidade que a entidade exige para implementar um projeto de investimento. No caso do valor do investimento ser baixo em relação ao valor atual dos *cash-flows*, o VAL é positivo o que significa que o projeto é economicamente viável, pois recuperou-se o investimento inicial, bem como a remuneração mínima exigida pela entidade investidora (taxa de desconto), acabando por gerar um excedente financeiro, isto é, as receitas geradas são superiores aos custos. Se o VAL for nulo, continua a ser um projeto economicamente viável, mas corre sérios riscos de se tornar inviável. Se for negativo, o projeto torna-se economicamente inviável.

A sua fórmula de cálculo é apresentada da seguinte forma:

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+t)^i}$$

CF_i - *Cash-flow* no ano i

t - taxa de desconto

O VAL das linhas de Média Tensão, dos transformadores AT/MT (subestações primárias) e dos transformadores MT/BT, foi calculado através do *cash-flow* (investimento anual) de cada ano (30 anos) usando inicialmente uma taxa de desconto de 5%. Posteriormente, foram realizados outros testes com outros valores desta taxa.

O VAL das perdas das linhas e dos transformadores foi calculado de uma forma ligeiramente diferente. Primeiramente, teve que se calcular o custo total das perdas e para tal multiplicou-se a soma das perdas das linhas e dos transformadores pela taxa de conversão e pelo custo das perdas MT em Portugal (101,3 €/MW/h). Relembrar que se usou a taxa de conversão, pois os resultados iniciais foram calculados só para o mês de Dezembro e o VAL converte o valor para todos os meses do ano. Depois de se obter este custo total das perdas, usa-se exatamente o método explicado no VAL das linhas e dos transformadores (AT/MT e MT/BT).

Capítulo 4

Resultados

Neste capítulo encontram-se expostos os parâmetros gerais de simulação, tais como, a taxa de desconto, o custo de perdas energéticas e uma taxa de conversão (do mês de Dezembro para os restantes meses). São também apresentadas as simulações finais para os vários critérios de reforço, relativos às linhas de Média de Tensão, os transformadores AT/MT (subestações primárias) e os transformadores MT/BT, de forma a entender qual a melhor estratégia de investimento, isto é, a melhor altura para investir minimizando os custos na rede elétrica.

De relembrar que as simulações foram feitas para o mês de Dezembro durante 30 anos com uma taxa de crescimento de 3%, e graças à taxa de conversão, foi possível calcular o VAL para as perdas de forma a saber o seu valor para todos os meses.

Para compreender melhor as simulações, serão apresentados e explicados os dados de entrada. Na tabela seguinte está demonstrada a taxa de desconto, custo das perdas a nível nacional e uma taxa de conversão. Como já foi referido, a taxa de desconto é uma taxa onde se compara o gasto de um euro hoje com gastos do mesmo valor no futuro. Em termos de realização de estudos, esta taxa pode ser modificada para o valor que bem se entender (5%, 7%, 10%, etc.). Os custos das perdas energéticas variam de país para país. Por exemplo, em Portugal a energia (e as perdas) “custam” cerca de 103,1 €/MW/h, enquanto que em Itália atinge o valor, bem mais elevado, de 150 €/MW/h.

Tabela 4.1 - Parâmetros gerais da simulação

<i>Dados de entrada</i>	
<i>Taxa</i>	5%
<i>Perdas (custo)</i>	101,3 €/MW/h
<i>Conversão</i>	10,365

Uma das saídas do programa é a energia deslocada anual. Esta variável é importante para se saber quanta energia foi “cortada” dos picos e foi usada para preencher os vales. Obviamente, com o aumento do consumo de ano para ano, a energia deslocada, devidos a ações de DSM e armazenamento, será maior. A seguinte tabela demonstra o que foi aqui dito.

Tabela 4.2 - Energia deslocada anualmente, durante 30 anos

<i>Ano</i>	<i>Energia deslocada anual (MW)</i>
1	62,00
2	63,86
3	65,78
4	67,75
5	69,78
6	71,87
7	74,03
8	76,25
9	78,54
10	80,90
11	83,32
12	85,82
13	88,40
14	91,05
15	93,78
16	96,59
17	99,49
18	102,48
19	105,55
20	108,72
21	111,98
22	115,34
23	118,80
24	122,36
25	126,03
26	129,81
27	133,71
28	137,72
29	141,85
30	146,11

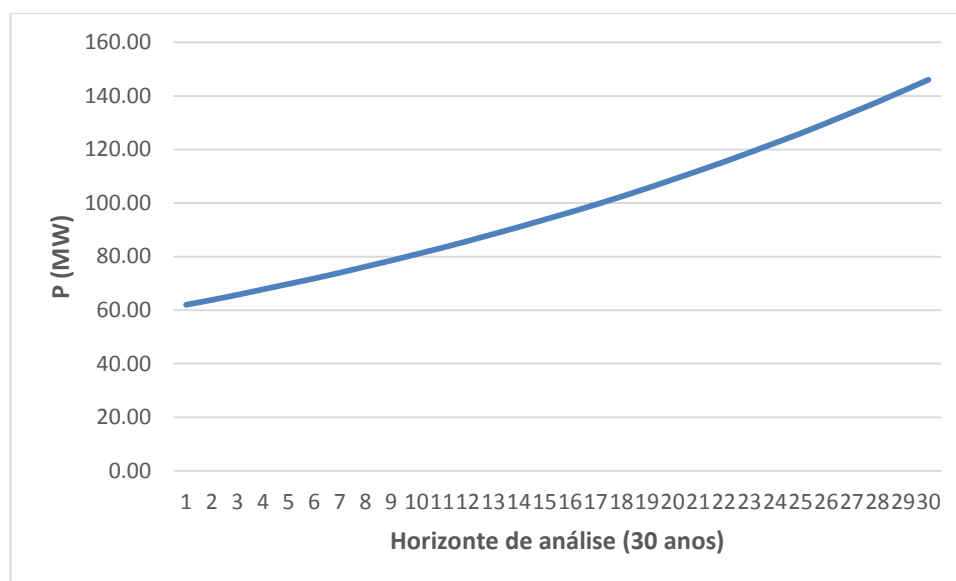


Figura 4.1 - Evolução da energia deslocada anualmente, durante 30 anos

De seguida, serão apresentadas as tabelas que demonstram os resultados dos vários critérios de reforço utilizados na simulação.

4.1 - Resultados detalhados

Esta secção pretende ilustrar o tipo de resultados obtidos nas simulações. Nas tabelas que se seguem estão apresentados os valores parcelares para um critério de reforço da rede de 60%, utilizado aqui a título de exemplo. A primeira tabela refere-se aos investimentos acumulados anuais para os componentes elétricos desta rede elétrica. A segunda tabela apresenta os custos de perdas para as linhas MT e transformadores. O custo total das perdas é dado pela soma do custo das perdas destas componentes multiplicados pelo custo de perdas em Portugal e pela taxa de conversão, de forma a dar o valor de todos os meses dos 30 anos, em vez de ser só Dezembro.

Tabela 4.3 - Investimento acumulado de cada componente para 30 anos

Ano	Linhas MT (k€)	Transformadores AT/MT (k€)	Transformadores MT/BT (k€)
1	103,08	0,00	392,00
2	63,31	0,00	84,00
3	17,10	0,00	0,00
4	0,00	0,00	28,00
5	0,00	0,00	28,00

6	23,15	0,00	84,00
7	19,00	0,00	28,00
8	35,34	0,00	28,00
9	8,77	0,00	196,00
10	0,00	0,00	196,00
11	91,35	0,00	280,00
12	0,00	0,00	84,00
13	17,38	0,00	224,00
14	0,00	0,00	56,00
15	7,60	0,00	28,00
16	99,41	0,00	0,00
17	91,84	0,00	56,00
18	77,28	654,00	56,00
19	58,08	0,00	28,00
20	49,71	654,00	56,00
21	65,39	0,00	56,00
22	10,00	0,00	28,00
23	18,91	0,00	28,00
24	126,95	0,00	0,00
25	119,88	0,00	0,00
26	138,19	0,00	0,00
27	94,02	0,00	28,00
28	131,65	0,00	0,00
29	51,09	0,00	0,00
30	81,91	0,00	0,00

Tabela 4.4 - Perdas e custo da soma das perdas dos componentes para 30 anos

Ano	Perdas nas linhas MT (k€)	Perdas nos transformadores (k€)	Custo das perdas (k€)
1	175,50	84,39	272882,82
2	149,79	85,17	246704,91
3	135,56	87,72	234435,12
4	132,05	90,91	234106,57
5	136,17	94,22	241899,26
6	140,32	97,41	249616,61
7	143,00	100,82	256011,25
8	140,42	104,57	257232,49
9	139,56	108,49	260438,83
10	143,49	112,04	268303,28

11	150,18	115,70	279163,77
12	147,32	119,45	280105,68
13	156,38	124,45	294865,79
14	163,86	128,82	307306,30
15	173,76	133,94	323078,32
16	183,01	139,18	338284,80
17	185,97	145,71	348257,40
18	182,51	151,20	350390,34
19	178,85	158,95	354680,74
20	189,04	166,21	373004,66
21	200,29	173,97	392972,84
22	211,67	182,14	413486,47
23	229,99	190,63	441630,92
24	246,99	199,58	468881,49
25	258,85	209,35	491599,92
26	269,19	219,67	513293,17
27	279,75	230,57	535824,28
28	292,99	241,78	561495,30
29	310,56	253,93	592704,84
30	341,11	266,78	638264,31

Tabela 4.5 - VAL dos componentes e das perdas totais da rede

Ano	Linhas MT (k€)	Transformadores AT/MT (k€)	Transformadores MT/BT (k€)	Perdas (k€)
1	103,08	0,00	392,00	272882,82
2	60,30	0,00	80,00	234957,06
3	15,51	0,00	0,00	212639,57
4	0,00	0,00	24,19	202230,06
5	0,00	0,00	23,04	199011,12
6	18,14	0,00	65,82	195581,15
7	14,18	0,00	20,89	191039,53
8	25,11	0,00	19,90	182810,33
9	5,93	0,00	132,66	176275,25
10	0,00	0,00	126,34	172950,69
11	56,08	0,00	171,90	171382,34
12	0,00	0,00	49,11	163771,99
13	9,68	0,00	124,73	164192,31
14	0,00	0,00	29,70	162971,09
15	3,84	0,00	14,14	163176,51

16	47,82	0,00	0,00	162720,77
17	42,07	0,00	25,65	159540,73
18	33,71	285,34	24,43	152874,15
19	24,13	0,00	11,63	147377,17
20	19,67	258,81	22,16	147610,61
21	24,64	0,00	21,11	148107,33
22	3,59	0,00	10,05	148417,81
23	6,46	0,00	9,57	150971,47
24	41,33	0,00	0,00	152654,36
25	37,17	0,00	0,00	152429,36
26	40,81	0,00	0,00	151576,90
27	26,44	0,00	7,87	150695,62
28	35,26	0,00	0,00	150395,57
29	13,03	0,00	0,00	151195,23
30	19,90	0,00	0,00	155063,97

Os valores de VAL apresentados nesta secção para o caso de 60% são posteriormente agregados de modo a obter-se uma caracterização global dos custos totais associados a este critério.

O exercício apresentado nesta secção para o caso do critério 60% é repetido para todos os valores de critério que se pretenda analisar - neste estudo considerou-se desde 30% até 90%, em intervalos de 10%.

4.2 - Sumário

Esta secção sintetiza os custos (VAL) associados a cada critério e, em geral, associados a cada situação definida pelos parâmetros gerais de simulação.

Para entender de uma forma mais fácil os valores mostrados nas tabelas anteriores, serão demonstrados os VAL's de cada componente da rede para os critérios de reforço referidos anteriormente e far-se-á uma comparação do VAL total de cada componente, perdas e do VAL total da rede consoante o critério de reforço para uma taxa de crescimento de 3%, taxa de atualização de 5% e custos de perdas de 101,3 €/MW/h.

Primeiro, serão apresentados os VAL's de cada componente da rede.

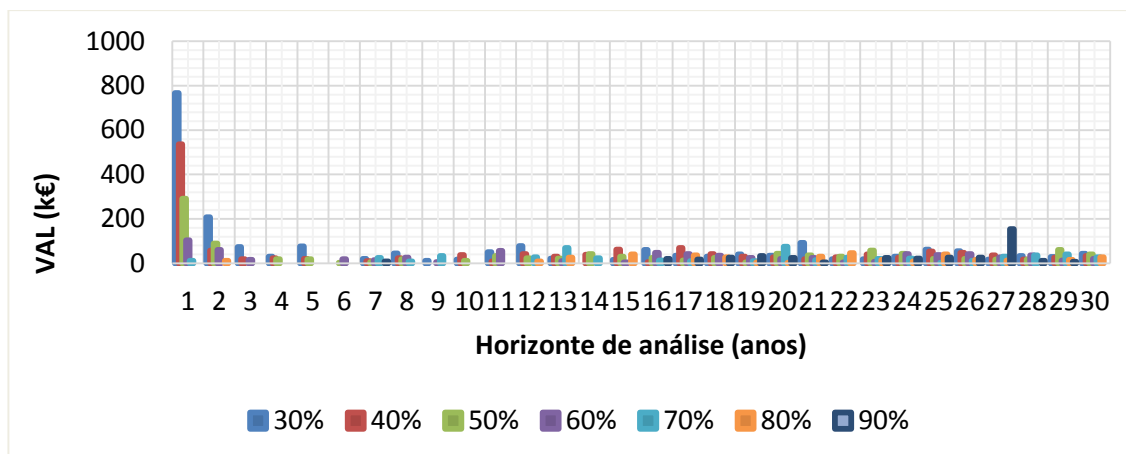


Figura 4.2 - VAL das linhas MT

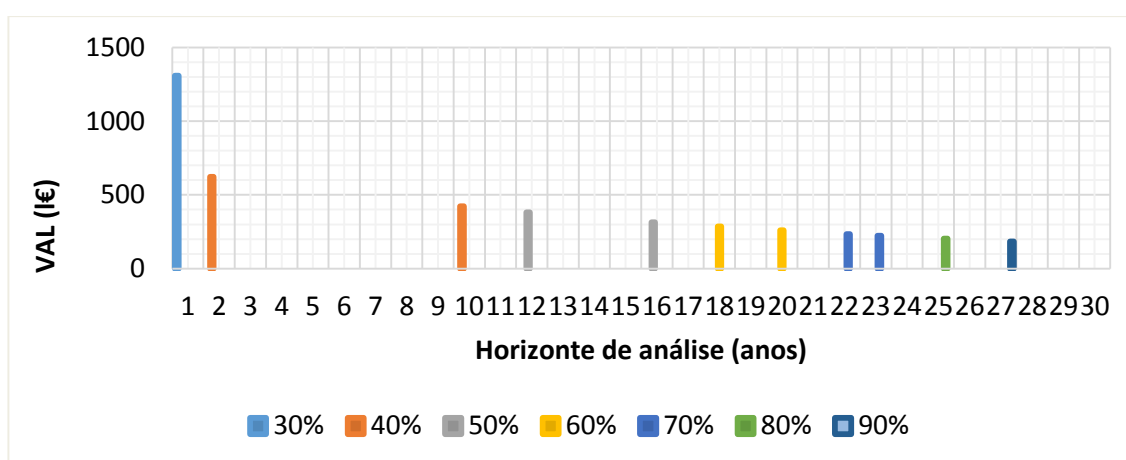


Figura 4.3 - VAL dos transformadores AT/MT

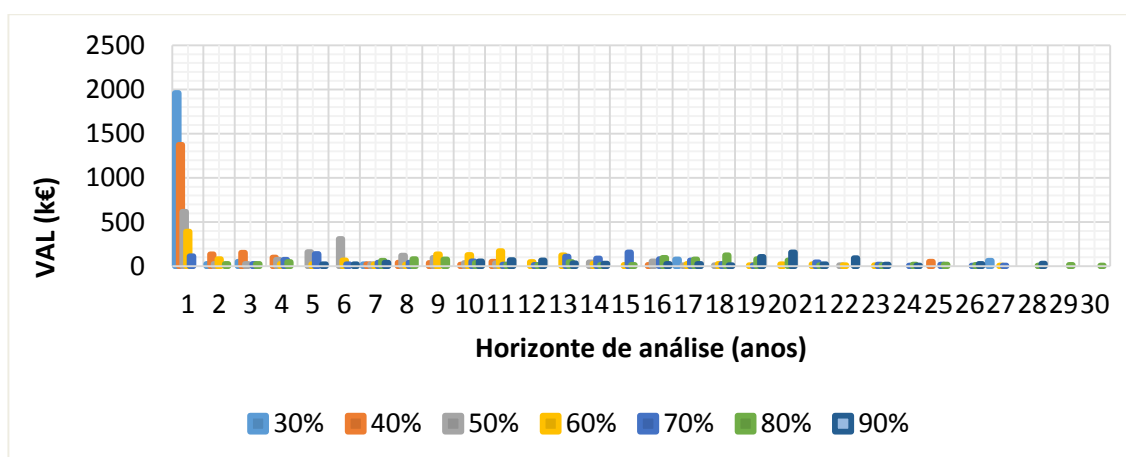
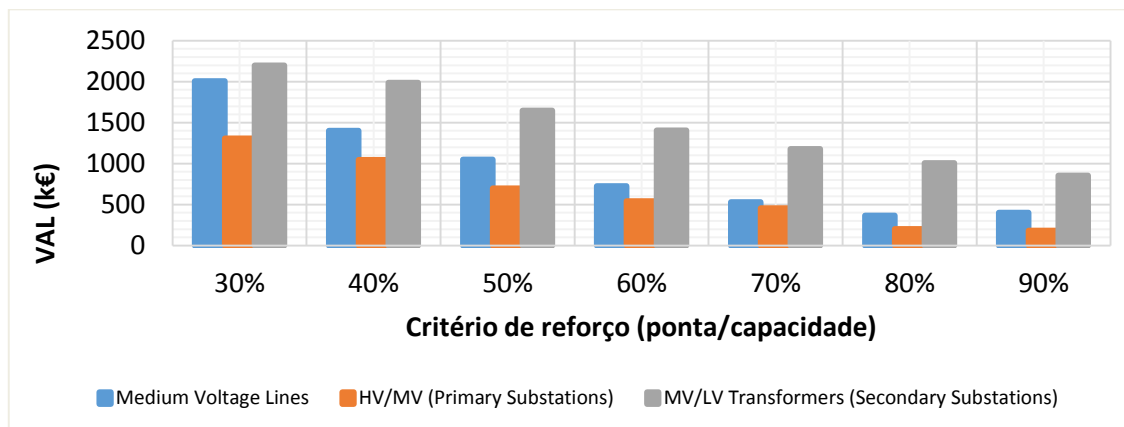
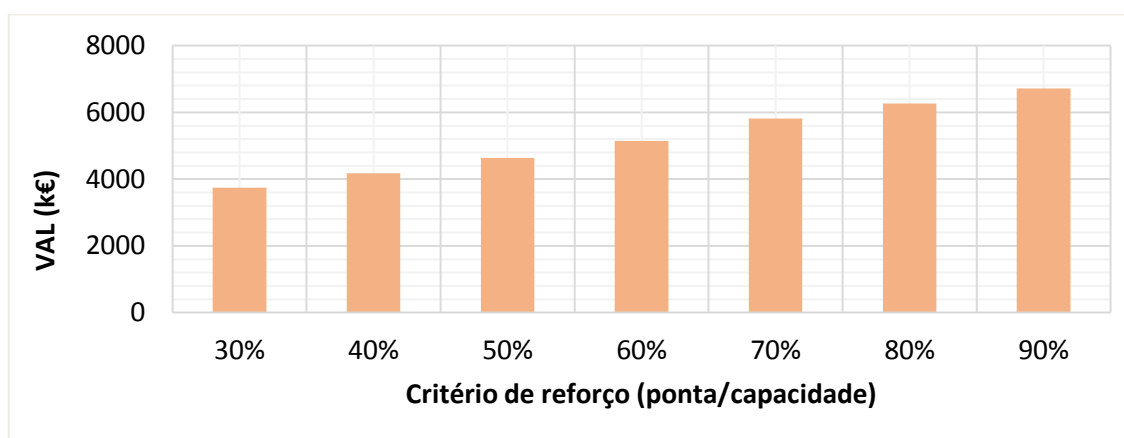


Figura 4.4 - VAL dos Transformadores MT/BT

De seguida, serão apresentados os VAL's totais de cada componente e VAL's totais das perdas da rede para cada critério de reforço.

Tabela 4.6 - VAL total de cada componente, das perdas e da rede consoante o critério de reforço (k€)

	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
<i>Linhas MT</i>	2004,98	1403,48	1050,08	727,90	529,15	365,14	401,51
<i>Transformadores AT/MT</i>	1308,00	1044,43	696,97	544,15	458,32	202,78	183,93
<i>Transformadores MT/BT</i>	2197,33	1988,24	1648,06	1406,90	1178,19	1006,12	855,30
<i>Perdas</i>	3743	4173	4636	5148	5820	6265	6721
<i>Total</i>	9253,28	8609,35	8031,09	7826,45	7985,89	7839,11	8162,19

**Figura 4.5** - Comparação do VAL total (k€) de cada componente consoante o critério de reforço**Figura 4.6** - Comparação do VAL total (k€) das perdas consoante o critério de reforço

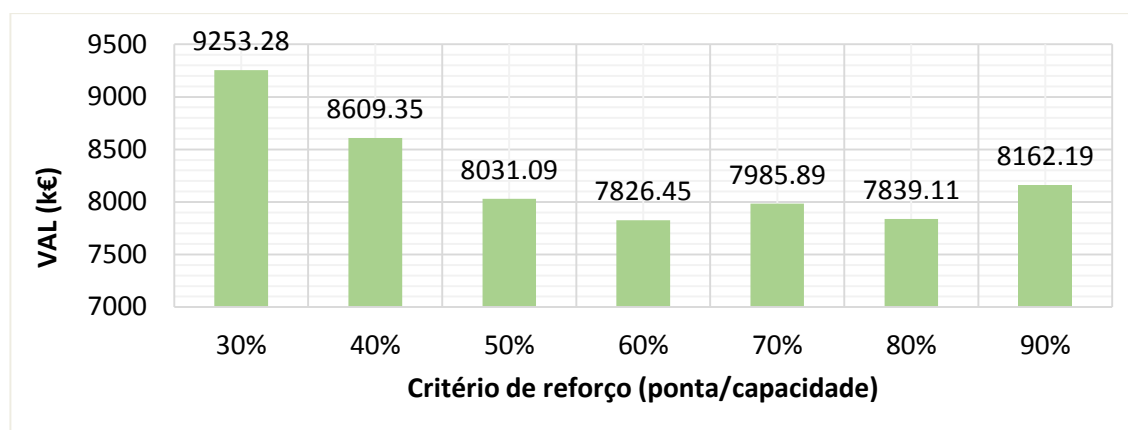


Figura 4.7 - Comparação do VAL total (k€) consoante o critério de reforço

Surpreendentemente, a melhor estratégia de investimento é reforçar a rede elétrica quando os componentes que a constituem estiverem a 60% da sua capacidade, contrariando a tendência atual de adiar os investimentos.

De seguida serão feitas combinações de diferentes taxas de crescimento, diferentes taxas de atualização e diferentes preços de energia de forma a analisar o impacto que estas variações terão no VAL total da rede.

Comparação de taxas de crescimento (2% e 3%)

Neste ponto serão apresentados os valores finais do VAL total da rede para uma taxa de crescimento de 2% e de 3%, respetivamente.

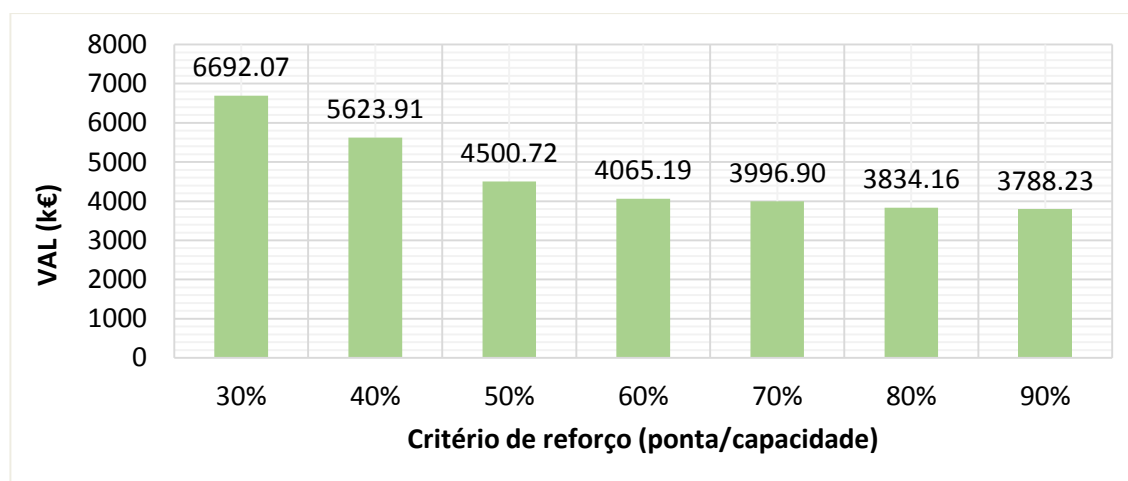


Figura 4.8 - Comparação do VAL total consoante o critério de reforço para uma taxa de crescimento de 2%

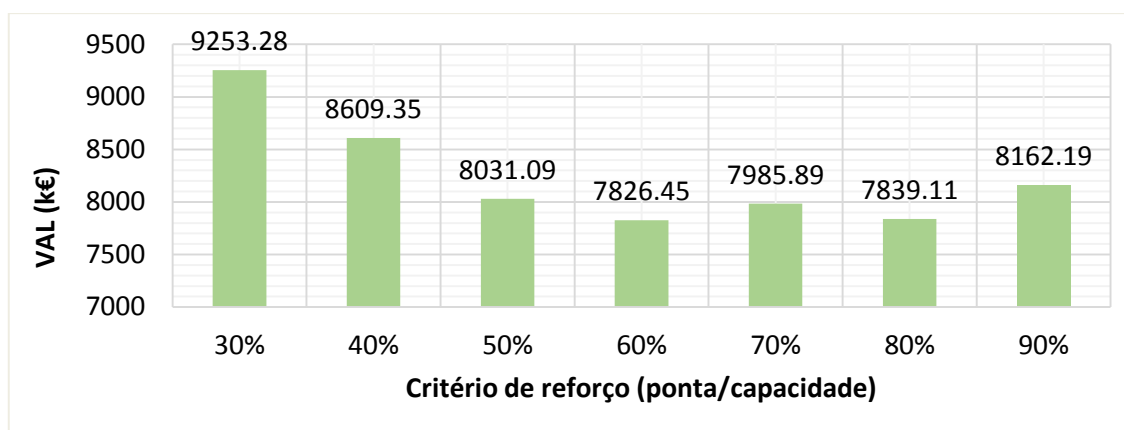


Figura 4.9 - Comparação do VAL total consoante o critério de reforço para uma taxa de crescimento de 3%

Analisando as duas figuras, percebe-se que os valores do VAL para a taxa de crescimento de 3% são superiores aos da taxa de 2%, o que é perfeitamente óbvio, visto que o crescimento será mais rápido.

É de notar que a rede vai estar mais reforçada para valores mais baixos do critério, o que significa que, embora o custo VAL seja semelhante desde 60% a 90%, no caso de 60%, a rede está mais valorizada. Para a taxa a 3%, observa-se que existem dois critérios que se destacam (pelo seu VAL inferior aos restantes), o critério de reforço de 60% e 80%. Mas, durante a simulação percebeu-se que para o critério de reforço de 80%, os transformadores AT/MT, para o horizonte de análise de 30 anos, estão muito perto de ser reforçados para estarem a 80,9% e 77,9% da sua capacidade. Com isto, pode-se afirmar que para um horizonte de análise um pouco maior, o VAL total para o critério de reforço de 80% aumentaria bastante por causa do reforço dos transformadores AT/MT, fazendo com que o VAL total para um critério de 60% fosse menor.

Concluindo, que nesta situação é vantajoso antecipar o investimento na *smart grid*, quando os componentes elétricos que lhe pertencem chegarem a 60% da sua capacidade.

Comparação de taxas de atualização (5% e 10%)

Nesta parte serão comparados os VAL's totais da rede para uma taxa de atualização de 5% e 10%, para uma taxa de crescimento de 3%.

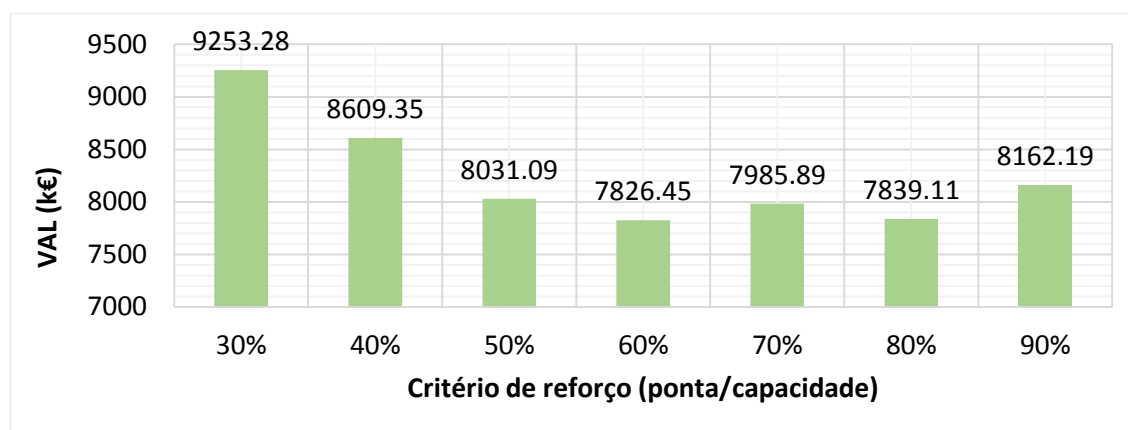


Figura 4.10 - Comparação do VAL total consoante o critério de reforço para uma taxa de atualização de 5%

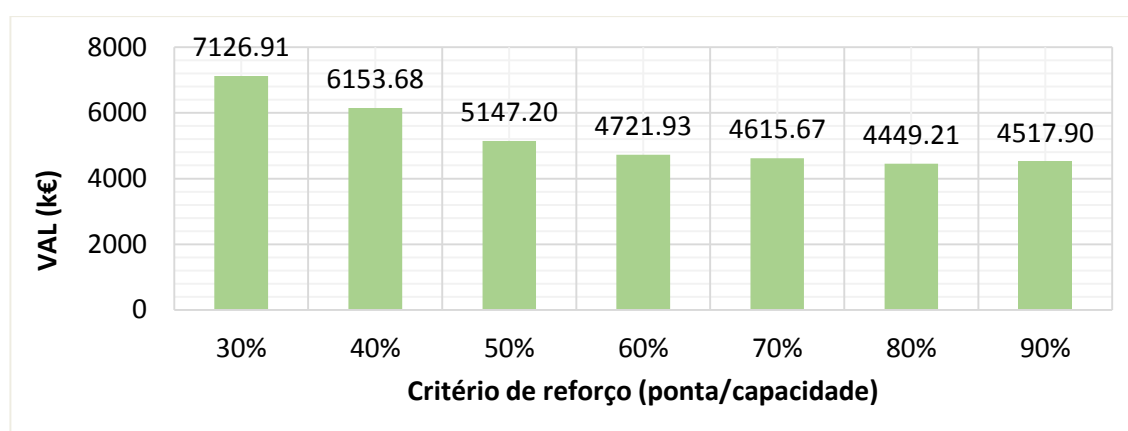


Figura 4.11 - Comparação do VAL consoante o critério de reforço para uma taxa de atualização de 10%

Observando as duas figuras, chega-se à conclusão que o VAL total para uma taxa de atualização de 5% tem valores superiores em relação ao VAL total para uma taxa de atualização de 10%. Também, é de notar que para uma taxa de atualização de 10% o VAL decresce com o aumento do critério de reforço, sendo melhor investir na rede quando os seus componentes elétricos se encontrarem a 80% da sua capacidade máxima. O VAL total para uma taxa de atualização de 10% não é conclusivo, porque há medida que o critério de reforço aumenta, o VAL dos componentes elétricos que constituem a rede diminuem, enquanto que o VAL das perdas aumenta gradualmente.

Comparação entre preços de energia

Neste tópico far-se-á uma comparação entre os preços de energia de Portugal (101,3 €/MW/h) e os preços de energia de Itália (150 €/MW/h) para se perceber melhor de que forma afetam o VAL total da *smart grid*.

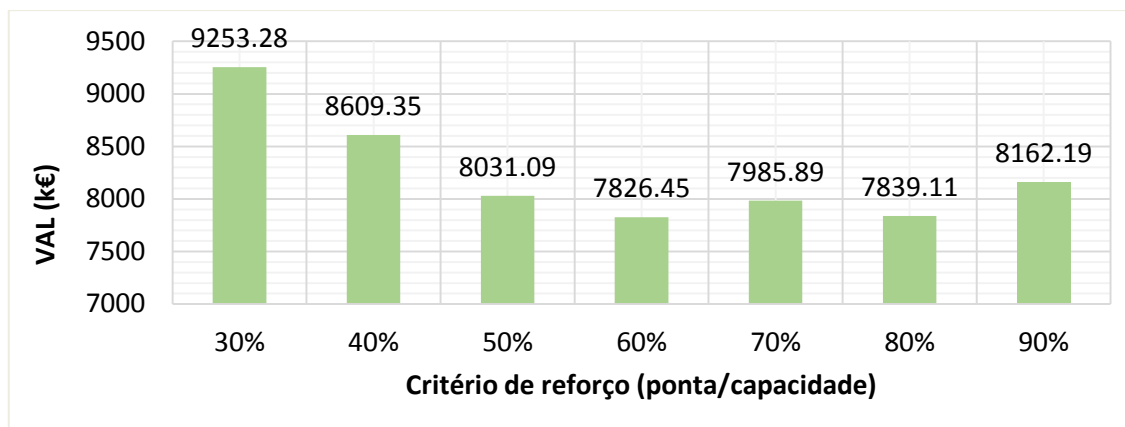


Figura 4.12 - Comparação do VAL total consoante o critério de reforço usando os preços de energia de Portugal

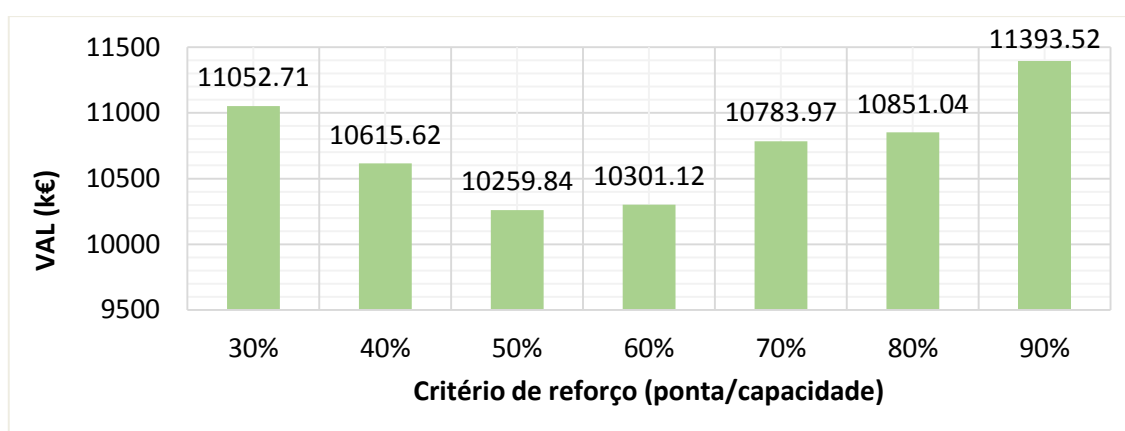


Figura 4.13 - Comparação do VAL total consoante o critério de reforço usando os preços de energia de Itália

Obviamente o VAL total será mais elevado em Itália em relação a Portugal, pelo seu alto preço de energia elétrica. Mas o que é de salientar é que, em Itália, a melhor estratégia para investir na rede é quando esta se encontrar a 50% da sua capacidade máxima. Em Portugal, a estratégia de investimento que deve ser seguida é quando a rede se encontrar a 60%, contrariando a tendência atual de adiar investimentos e evitando gastos desnecessários.

Capítulo 5

Conclusão e Desenvolvimentos Futuros

Neste capítulo final são relatadas as principais conclusões a retirar da pesquisa e do estudo desenvolvido, bem como os vários obstáculos durante a sua execução.

5.1 - Conclusões Finais

O principal objetivo de ajudar as entidades responsáveis pela energia elétrica de “preverem” a melhor estratégia de investimento, para um horizonte de análise temporal de trinta anos, foram cumpridas. Com esta simulação obtiveram-se resultados relativamente surpreendentes e que contrariam as conclusões mais habituais na literatura: ou seja, que o adiamento de investimentos é uma vantagem inequívoca.

De facto, os resultados obtidos nas diversas simulações efetuadas permitem concluir que adiar investimentos nas *Smart Grids* (ou mesmo num sistema tradicional) isto é, esperar que as componentes que constituem a rede quase atinjam o seu tempo de vida útil máximo, não é uma estratégia eficiente. Este tipo de procedimento continua a ser utilizado por muitos operadores de rede mas, como comprovado neste trabalho, pode não ser a melhor estratégia.

O desenvolvimento deste estudo revelou-se bastante moroso, na medida em que foi preciso explorar diversas alternativas e correr um programa complexo, de forma a encontrar os melhores resultados para satisfazer o objetivo deste trabalho. O programa desenvolvido mostra ser uma mais-valia, na medida em que consegue simular sistemas genéricos, combinando diferentes parâmetros e cenários de evolução da carga, dos VE e de outras aplicações *Smart Grids*, produzindo resultados que permitem antecipar a melhor estratégia de investimento em reforço de redes.

5.2 - Propostas para Desenvolvimentos Futuros

Para os desenvolvimentos futuros são sugeridas as seguintes propostas:

- Usar uma rede característica de Portugal, de forma a fazer uma simulação mais correta e mais representativa da realidade nacional;
- Testar a metodologia para mais sistemas de armazenamento de energia e também para outras tecnologias de microgeração, para além de solar PV;
- Criar uma interface amigável, facilitando a introdução de dados e de parâmetros gerais de simulação, de modo que o utilizador tenha uma perspetiva geral mais intuitiva. Neste momento, parte destes dados estão inerentes aos programas. Uma interface intuitiva trará uma maior produtividade na utilização deste programa.

Referências

- [1] “EDP Distribuição, 40ª Consulta Pública - Contadores Inteligentes de Electricidade e de Gás Natural”. Junho, 2012
[http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/documents/40_1/coment%C3%A1rios%20recebidos/edp%20distribui%C3%A7%C3%A3o.pdf]
- [2] Jenkins, Jesse D.; Pérez-Arriaga, Ignacio, “*The Remuneration Challenge: New Solutions for the Regulation of Electricity Distribution Utilities Under High Penetrations of Distributed Energy Resources and Smart Grid Technologies*”. Setembro, 2014
[<https://mitei.mit.edu/system/files/20141015-The-Remuneration-Challenge-MIT-CEEPR-No-2014-005.pdf>]
- [3] Moreira, Diogo Manuel Gorra, “*Simulação de uma rede de distribuição com veículos elétricos e produção renovável*”. Julho, 2013.
- [4] Gomes, Luís Manuel Martins, “*O Veículo Eléctrico e a sua Integração no Sistema Eléctrico*”. Outubro, 2010.
- [5] Formby Richard [et al.], “*IEA - The International Energy Agency [Online] // Interim Report on Customer/Utility Functional Needs and Communication Technologies*”. Agosto, 2012
[<http://www.ieadsm.org/Files/Tasks/Task%20II%20-%20Communications%20Technologies%20for%20Demand-Side%20Management/Public%20Reports/1%20Jan95.pdf>.]
- [6] Hadley, S. W.; Tsvetkova, A., “*Potential Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Regional Power Generation [Report]*”, 2008

[7] Meyers, M. K.; Schneider, K.; Pratt R., *"Impacts Assessment of Plug-in Hybrid Vehicles on Electric Utilities and Regional US Power Grids Part 1: Technical Analysis [Report]"*. - Pacific Northwest National Laboratory : [s.n.], 2007

[8] Scott M. J. [et al.], *"Impacts Assessment of Plug-in Hybrid Vehicles on Electric Utilities and Regional US Power Grids Part 2: Economic Assessment [Report]"*. - Pacific Northwest National Laboratory : [s.n.], 2007

[9] Almeida, P. M. Rocha; Lopes, J. A. Peças; Soares, F. J., *"Identifying Managment Procedures to deal with Connection of Electric Vehicles in the Grid [Report]"*. 2009

[10] Almeida, P. M.; Lopes, J. A. Peças; Soares, F. J., *"Using Vehicle-to-Grid to Maximize the Integration of Intermittent Renewable Energy Resources in Islanded Electric Grids [Report]"*. - Porto : [s.n.], 2009

[11] Oliveira, C. Silva; Moreira, C. L; Almeida, P. M. Rocha, *"Integration of Electric Vehicles in Isolated Networks [Online]"*. Agosto, 2012.
[<http://paginas.fe.up.pt/~ee02072/docs/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20Carlos%20Oliveira.pdf>.]

[12] Decreto-Lei N°68/2002 de 25 de Março. Entidade Reguladora de Serviços Energéticos.
[http://www.areanatejo.pt/upload/infoUteis/DL_682002_Autoconsumo.pdf]

[13] Lopes, João Abel [et al.]. *"Relatório A dos Estudos de Rede (Avaliação dos impactos da integração de μP nas Redes de Distribuição) [Report]"*. 2010.

[14] *"City and Industry Energy Strategy"*, [<http://www.citines.com/>]

[15] IEEE Power & Energy Society, *"Distribution Test Feeders"*, [<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>]

[16] P. Barbeiro F. J. Soares, L. Seca, A. G. Madureira, J. A. Peças Lopes, *"Siting and Sizing of Energy Storage Systems to Maximize DG Integration in MV Distribution Networks [Conference]"* - Bolonha : [s.n.], 2011.

[17] Couto, Mário;; Fidalgo, Nuno; Armando,, Tiago. *"Impact of the smart grid technologies on energy systems"*, Project CitInES. Fevereiro, 2012.

[18] INESC-TEC, "*Carro Elétrico: Massificação só em 2030*", [<https://www.inesctec.pt/noticias-eventos/notas-de-imprensa/carro-eletrico-massificacao-so-em-2030/>]/

Anexos

<i>Linecode</i>	<i>Section</i>	<i>Max Amp</i>	<i>Voltage (kV)</i>	<i>S (MVA)</i>	<i>R (Ω/km)</i>	<i>X (Ω/km)</i>	<i>Cost (€/km)</i>
<i>MV_C1</i>	50	120	20	2	0.822	0.329	25000
<i>MV_C2</i>	70	165	20	3	0.568	0.228	35000
<i>MV_C3</i>	90	215	20	4	0.410	0.164	45000
<i>MV_C4</i>	120	285	20	6	0.324	0.130	56000
<i>MV_C5</i>	240	420	20	8	0.200	0.110	70000
<i>MV_C6</i>	2x120	570	20	11	0.120	0.100	80000
<i>MV_C7</i>	2x240	840	20	17	0.070	0.090	95000

Anexo A - Cabos MT típicos

<i>Type</i>	<i>Sn (kVA)</i>	<i>Load Losses (kW)</i>	<i>No Load Losses (kW)</i>	<i>Short Circuit Voltage - x (%)</i>	<i>Cost (€)</i>
<i>SS_1</i>	0.05	0.640	0.950	4.00%	20400
<i>SS_2</i>	0.1	1.200	0.190	4.00%	21300
<i>SS_3</i>	0.16	2.060	0.305	4.00%	22500
<i>SS_4</i>	0.25	2.760	0.415	4.00%	23700
<i>SS_4</i>	0.4	3.710	0.595	4.00%	24500
<i>SS_5</i>	0.63	5.000	0.845	4.00%	28000

Anexo B - Transformadores MT/BT típicos

<i>Type</i>	<i>Sn (MVA)</i>	<i>Load Losses (MW)</i>	<i>No-Load Losses (MW)</i>	<i>Short Circuit Voltage - x (%)</i>	<i>Cost (k€)</i>
<i>PS_1</i>	20	0.109	0.016	8.00%	330
<i>PS_2</i>	40	0.219	0.033	9.00%	440
<i>PS_3</i>	80	0.349	0.047	10.00%	654
<i>PS_4</i>	120	0.523	0.071	12.00%	870

Anexo C - Transformadores AT/MT típicos